

# **Projeto e Instalação de Unidades de Produção Fotovoltaica – Estágio na SUNENERGY**

Relatório de Estágio apresentado para a obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Área de Especialização em  
Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

**Autor**

**André Narciso Gabriel**

**Orientadores**

**Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

Professor do Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

**Doutor Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira**

Professora do Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

**Supervisor**

**Engenheiro Paulino Oliveira**

SunEnergy

**Instituto Superior de Engenharia de Coimbra**

**Coimbra, abril, 2018**



## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer aos meus pais pelo apoio incondicional, pelos sacrifícios suportados e pela coragem e incentivo transmitidos nos momentos em que mais precisei. Agradeço também a toda a equipa da SunEnergy pelo apoio e disponibilidade durante os meses de estágio. Agradeço a todos os docentes que me ajudaram no longo caminho percorrido até este momento e em especial aos meus orientadores pela disponibilidade, apoio, incentivo e pelos conselhos prestados que foram essenciais na realização e concretização deste trabalho. Também quero deixar uma palavra de agradecimento à minha namorada pelo apoio e carinho demonstrado durante esta etapa.

A todas estas pessoas, o meu sincero obrigado.

*André Narciso Gabriel*





## **RESUMO**

Este relatório de estágio tem a finalidade de descrever o percurso e alguns trabalhos efetuados durante a realização do estágio na empresa SunEnergy.

A SunEnergy opera no mercado das energias renováveis e da eficiência energética oferecendo soluções de instalações fotovoltaicas, climatização e solar térmico, sendo que os trabalhos executados durante o estágio tinham por base o desenvolvimento de soluções técnicas para sistemas fotovoltaicos, em especial os sistemas de autoconsumo pois são hoje em dia os sistemas com melhor rentabilidade e com maior procura.

Neste relatório é efetuada uma breve contextualização histórica e de tecnologias que são aplicadas a sistemas de produção de energia através de sistemas fotovoltaicos, também são referidas as diversas legislações existentes para sistemas fotovoltaicos. Existem um capítulo com a finalidade de efetuar uma descrição detalhada das diversas etapas que têm de ser ultrapassadas desde a fase de concurso até à entrega da instalação ao seu proprietário, neste caso o proprietário é uma entidade pública.

**Palavras-chave:** Energias renováveis; Eficiência energética; Autoconsumo fotovoltaico.



## **ABSTRACT**

This internship report describes the course and some work done during the internship at the company SunEnergy.

The SunEnergy operates in the renewable energies and energy efficiency market, by offering photovoltaic systems, heating ventilating and air conditioning, and solar thermal energy solutions. The Work carried out during the internship phase was based on photovoltaic systems, in particular self-consumption systems.

There is a chapter in order to make a detailed description of the various steps that have to be overcome from the tender phase until delivery of the installation to its owner, in which case the owner is a public entity.

In this report a historical contextualization and of technologies that are applied to photovoltaic systems, also referred to the legislations for photovoltaic systems. This report presents the steps that have been taken to complete a photovoltaic installation for public consumption.

**Key-words:** Renewable energy; Energy efficiency; Photovoltaic.



## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO .....	iii
ABSTRACT .....	v
ÍNDICE.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
ÍNDICE DE TABELAS .....	xvii
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS .....	xix
1 Introdução .....	1
1.1 Enquadramento do trabalho.....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Organização da monografia.....	5
2. SunEnergy .....	7
2.1 Organização da empresa .....	7
2.2 Ofertas comerciais da empresa .....	8
3. Revisão bibliográfica .....	11
3.1 Radiação solar .....	11
3.3. Efeito Fotovoltaico .....	19
3.3 Modelos elétricos equivalentes de uma célula fotovoltaica .....	20
3.3.1. Modelo ideal de uma célula fotovoltaica .....	20
3.3.2. Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica.....	22
3.4. Curva característica de $I-V$ e $P-V$ .....	23
3.5. Tipo de células fotovoltaicas.....	26
3.3.1. Células Fotovoltaicas de silício monocristalino.....	29
3.3.2. Células Fotovoltaicas de silício policristalino .....	30

3.3.3.	Células Fotovoltaicas de película .....	31
3.3.4.	Células Fotovoltaicas de silício HIT .....	32
3.6.	Módulo fotovoltaico .....	33
3.6.1	Tipo de associação entre módulos fotovoltaicos .....	36
3.6.2	Testes efetuados aos módulos fotovoltaicos .....	37
3.6.3	Eficiência dos módulos fotovoltaicos .....	38
3.7	Inversor fotovoltaico.....	39
3.7.1	Conversor DC/DC .....	40
3.7.2	Inversor.....	46
3.7.3	Controlo MPPT .....	56
3.7.4	Controlo PWM .....	61
4.	Legislação para sistemas fotovoltaicos .....	65
4.1	Contextualização histórica .....	65
4.2	Decreto-Lei nº 153/2014 .....	67
4.2.1	Unidade de Produção de Autoconsumo .....	68
4.2.2	Unidade de Pequena Produção .....	70
4.2.3	Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção .....	71
5.	Implementação de sistemas fotovoltaicos no município de Águeda .....	81
5.1	Município de Águeda.....	81
5.2	Caderno de encargos .....	81
5.2.1	Requisitos mínimos dos equipamentos a instalar .....	82
5.3	Dimensionamentos executados .....	89
5.3.1.	Dimensionamento das <i>strings</i> e <i>arrays</i> fotovoltaicos .....	89
5.3.2.	Dimensionamento da cablagem e proteções.....	94
5.3.3	Dimensionamento da estrutura .....	100
5.4	Estudo da implementação das instalações fotovoltaicas .....	108

5.5	Verificação do funcionamento das instalações fotovoltaicas .....	112
6.	<i>Software</i> utilizado ao longo do estágio .....	115
6.1	Sketchup .....	115
6.2	PVSol.....	116
6.3	AutoCad .....	116
7	Conclusões .....	117
8.	Referências Bibliográficas .....	119
	Anexos.....	125
	Anexo A Tabela com o fator de correção ET .....	127
	Anexo B Caderno de Encargos das UPAC's do Município de Águeda.....	129
	Anexo C Datasheet dos diversos equipamentos que foram alvo de estudo .....	147
	Anexo C.1 Módulos fotovoltaicos .....	147
	Anexo C.2 Inversores fotovoltaicos .....	154
	Anexo C.3 Contador de energia .....	161
	Anexo C.4 Cabo solar.....	165
	Anexo D Simulações efetuadas em <i>software</i> de simulação dos inversores .....	167
	Anexo D.1 Simulação da configuração proposta para o inversor da SMA .....	167
	Anexo D.2 Simulação da configuração proposta para o inversor da Delta .....	169
	Anexo E Projeção da implementação das onze instalações fotovoltaicas .....	171
	Anexo F Estrutura utilizada na instalação fotovoltaica da incubadora .....	177
	Anexo G Manual de utilizador de instalações fotovoltaicas tipo .....	180





## **ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1.1 - Produção de energia elétrica em percentagem para o ano de 2016 em Portugal por fonte (DGEG, 2017). .....	2
Figura 1.2 - Produção anual de energia elétrica através de fontes renováveis em GWh para Portugal (DGEG, 2017). .....	2
Figura 1.3 - Variação da potência instalada em GW por fonte de energia em Portugal (DGEG, 2017). .....	4
Figura 2.1- Logótipo da empresa (SunEnergy, 2017). .....	7
Figura 2.2 - Organograma da Empresa (SunEnergy, 2016). .....	8
Figura 3.1 - Espectro Eletromagnético (Radiações Eletromagnéticas, s.d.). .....	11
Figura 3.2 - Média da radiação direta solar em Portugal (Média de radiação direta em Portugal). .....	12
Figura 3.3 - Balanço energético do planeta Terra (GeoDesign International, 2016). ..	13
Figura 3.4 - Ilustração da radiação direta e difusa (O Sol: fonte de energia, s.d.). ...	13
Figura 3.5 - Inclinação de rotação em relação ao movimento de translação do planeta Terra (Orbital Parameters, s.d.). .....	14
Figura 3.6 - Movimento de translação do planeta Terra (Orbital Parameters, s.d.). .	14
Figura 3.7 – Variação teórica da exposição solar direta para a cidade de Coimbra (PVEducation, 2017). .....	15
Figura 3.8 - Variação do ângulo de declinação solar calculado através da equação (3.1). .....	16
Figura 3.9 – Representação dos três ângulos solares (Universidad de Jaén, s.d.). ....	17
Figura 3.10 - Esquema de uma junção $p-n$ de uma célula fotovoltaica (Fotovoltec, 2016). .....	20
Figura 3.11 - Modelo ideal de uma célula fotovoltaica (Benoît Robyns, s.d.).....	21
Figura 3.12 - Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica (Remes, 2016).....	22

Figura 3.13 - Curva caraterística $I-V$ e $P-V$ de uma célula fotovoltaica (Solmetric, 2015). .....	23
Figura 3.14 - Variação da curva $I-V$ e função da variação da radiação para uma célula fotovoltaica sujeita a uma temperatura de 25°C (João Pinho, 2014). .....	25
Figura 3.15 - Variação da curva $I-V$ e função da variação da temperatura para uma célula fotovoltaica sujeita a uma radiação de 1000W/m <sup>2</sup> (João Pinho, 2014). .....	25
Figura 3.16 - Primeiro painel fotovoltaico montado em funcionamento da história (Naggy, 2014). .....	27
Figura 3.17 - Tipo de célula existentes para produção de energia elétrica (Solar cell technology, s.d.), (Type of solar energy technologies, 2016), (Dechan Angmo N. E., 2014). .....	28
Figura 3.18 - Gerações de célula existentes para produção de energia elétrica (Dechan Angmo N. E., 2014). .....	28
Figura 3.19 – Tipo de células utilizadas para a montagem de módulos fotovoltaicos (REVE, 2014). .....	29
Figura 3.20 - Exemplo de uma célula de silício monocristalino (EcoVolts, s.d.). ....	30
Figura 3.21 - Exemplo de uma célula de silício policristalino (Celdas Fotovoltaicas, s.d.). .....	31
Figura 3.22 - Exemplo de uma célula de película de silício amorfo (EcoVolts, s.d.). .....	31
Figura 3.23 - Exemplo de uma célula de película de CIGS (Célula de CIGS, s.d.)...	32
Figura 3.24 - Esquemático de uma célula HIT (M. Boccard). .....	33
Figura 3.25 - Representação dos componentes de um módulo fotovoltaico (Riqueza Solar , 2015). .....	34
Figura 3.26 - Exemplo de uma célula fotovoltaica com três <i>busbar</i> soldados longitudinalmente (Niclas, 2013). .....	34
Figura 3.27 - Interligação de células fotovoltaicas (Carlos, 2013). .....	34
Figura 3.28 - Associação de células em série para que atingir um determinado valor de potência do módulo (Carlos, 2013). .....	35

Figura 3.29 - Exemplo de uma caixa de junção com díodos <i>by-pass</i> (qc-solar, 2013). .....	36
Figura 3.30 - Conector MC4 (Conector MC4, s.d.). ....	36
Figura 3.31 - Associação de módulos iguais em série, à esquerda, e associação de módulos iguais em paralelo à direita (João Pinho, 2014). ....	37
Figura 3.32 - Exemplo de um inversor fotovoltaico com transformador. ....	40
Figura 3.33 - Conversor <i>Buck</i> . ....	41
Figura 3.34 - Esquema elétrico de vários dispositivos eletrônicos de comutação.....	42
Figura 3.35 - Conversor <i>Boost</i> . ....	44
Figura 3.36 - Conversor Buck-Boost.....	45
Figura 3.37 - Exemplo de um inversor em ponte completa. ....	46
Figura 3.38 - Inversor H5 (Li Zhang, 2014). ....	47
Figura 3.39 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IBGT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014). ....	48
Figura 3.40 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IBGT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014). ....	49
Figura 3.41 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Li Zhang, 2014). ....	49
Figura 3.42 - Inversor HERIC. (Li Zhang, 2014).....	50
Figura 3.43 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IBGT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014). ....	50
Figura 3.44 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IBGT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014). ....	51

Figura 3.45 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Li Zhang, 2014). .....	51
Figura 3.46 - Inversor H6 (Aparna Das, 2017). .....	52
Figura 3.47 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Aparna Das, 2017). .....	52
Figura 3.48 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Aparna Das, 2017). .....	53
Figura 3.49 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Aparna Das, 2017). .....	53
Figura 3.50 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência diferente de um (Li Zhang, 2014). .....	54
Figura 3.51 - Exemplo de três inversores H5 em cascata perfazendo à sua saída um sistema trifásico (Guo, 2017). .....	55
Figura 3.52 - Inversor H5 à esquerda e o seu homologo trifásico á direita (Xiaoqiang Guo, 2015). .....	55
Figura 3.53 - Inversor H6 à esquerda e o seu homologo trifásico á direita (Xiaoqiang Guo, 2015). .....	56
Figura 3.54 - Inversor de ponte trifásica com neutro (Zhong & Feng, 2016). .....	56
Figura 3.55 - Esquema de controlo de um inversor fotovoltaico conectado à rede. .	57
Figura 3.56 – Curva caraterística potência-tensão para o MPPT de condutância incremental (Yan Rodrigues de Sousa, 2016). .....	58
Figura 3.57 – Algoritmo de implementação do MPPT de condutância incremental (M. C. Cavalcanti, 2006). .....	59
Figura 3.58 - Curva caraterística potência-tensão para o MPPT perturbar e observar (Yan Rodrigues de Sousa, 2016). .....	60
Figura 3.59 - Algoritmo de implementação do MPPT perturbar e observar (M. C. Cavalcanti, 2006). .....	61

Figura 3.60 - Exemplo de um controlo PWM para um sinal alternado à saída do inversor.....	62
Figura 3.61 - Modelador de sinais para controlo de um conversor DC-DC.....	63
Figura 4.1 – Formulário de registo para pedido de credenciais no SERUP (Master Link - Sistemas de Informação, Lda, s.d.). ....	71
Figura 4.2 –Formulário de registo de uma UPP no SERUP.....	72
Figura 4.3 - Formulário de registo de uma UPAC no SERUP. ....	73
Figura 4.4 - Formulário de registo de uma MCE no SERUP. ....	74
Figura 4.5 - Termo de Responsabilidade. ....	75
Figura 4.6- Ficha de Identificação Elétrica a preencher para efetuar o pedido de inspeção da unidade de produção. ....	76
Figura 4.7 (continuação)- Ficha de Identificação Elétrica a preencher para efetuar o pedido de inspeção da unidade de produção. ....	77
Figura 4.8 - Declaração de compromisso do produtor a atestar condições para o nível II ou III de uma UPP: ....	79
Figura 5.1 - <i>Datasheet</i> da estrutura a utilizar. ....	85
Figura 5.2 - <i>Datasheet</i> do descarregador de sobretensão DC. ....	87
Figura 5.3 - <i>Datasheet</i> do descarregador de sobretensão AC. ....	88
Figura 5.4 – Esquema de ligação das <i>strings</i> aos <i>MPPT's</i> chantados no inversor delta. (System) ....	92
Figura 5.5 – Quadro com as correntes admissíveis em amperes utilizada no dimensionamento do cabo, (Portaria nº 949-A/2006, 2006). ....	96
Figura 5.6 - Variação da inclinação perfeita em graus do módulo fotovoltaico ao longo do ano calculada através da equação (5.17). ....	101
Figura 5.7 - Colocação dos maciços sobre o roofmate e disposição de um triângulo fixo aos maciços.....	102
Figura 5.8 - Vista em detalhe da colocação do perfil sobre os triângulos .....	103

Figura 5.9 - Esquema da distância entre fileira de módulos fotovoltaicos (Cortez, 2013). .....	104
Figura 5.10 - Gráfico com a trajetória solar ao longo de um ano para a cidade de Águeda (SunEarthTools, s.d.). .....	104
Figura 5.11 – varão utilizado para fixação do perfil à estrutura para cobertura inclinada em telha cerâmica (K2-systems, 2017). .....	105
Figura 5.12 – Vista em pormenor da colocação do varão em telha cerâmica depois de efetuar o ajuste da borracha para manter a estanquicidade. ....	106
Figura 5.13 - Montagem do perfil alinhado para a colocação dos módulos fotovoltaicos. ....	106
Figura 5.14 - Vista do <i>speedrail</i> da K2 systems em pormenor (K2-systems, 2017). ....	106
Figura 5.15 - Pormenor da fixação dos módulos fotovoltaicos ao <i>speedrail</i> . ....	107
Figura 5.16 - Ilustração dos topos (à esquerda), meios (ao centro) e palometas (à direita) utilizados. ....	107
Figura 5.17 - Cronograma das instalações fotovoltaicas a efetuar para o município de Águeda. ....	109
Figura 5.18 - Instalação dos módulos fotovoltaicos no edifício do centro escolar de Fermentelos. ....	112
Figura 5.19 – Produção de energia elétrica através do sistema fotovoltaico instalado para as onze instalações efetuadas no dia 21 de março de 2017. ....	113
Figura 6.1 - Logotipo do <i>software</i> Sketchup (Inc, 2017). ....	115
Figura 6.2 - Logotipo do <i>software</i> PVSol (valentin-software, 2017). ....	116
Figura 6.3 - Logotipo do <i>software</i> AutoCad (AutoDesk, 2017). ....	116

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Características de vários dispositivos semicondutores de comutação (João Pinho, 2014).....	43
Tabela 4.1 - Taxa de registo de UPAC's segundo a Portaria nº14 de 2015. ....	69
Tabela 5.1- Características das instalações a realizar segundo o caderno de encargos (Águeda, 2016). ....	83
Tabela 5.2 – Tabela com as características extraídas dos <i>datasheets</i> dos equipamentos presentes no anexo C para o dimensionamento efetuado .....	90
Tabela 5.3 – Parâmetros necessários para o dimensionamento das <i>strings</i> e <i>arrays</i> . ....	91
Tabela 5.4 – Verificação dos dimensionamentos propostos. ....	93
Tabela 5.5 – Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alternada para o inversor Delta. ....	97
Tabela 5.6 - Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alternada para o inversor SMA. ....	97
Tabela 5.7 - Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alternada para o inversor SMA. ....	97
Tabela 5.8 – Cálculo das perdas de potência para a maior distância de cada configuração utilizada. ....	99
Tabela 5.9 - Valores de tensão e corrente para o dimensionamento da proteção DC a instalar.....	100
Tabela 5.10 - Localização das instalações a implementar as diversas instalações fotovoltaicas (Águeda, 2016).....	108





## SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

€/kWh	Euros por Kilowatt-hora;
°	Graus;
°C	Grau Celcius;
A	Ampère;
AC	Corrente Alternada, do inglês <i>Alternating Current</i> ;
AT	Alta Tensão;
BJT	Transístor de junção bipolar, do inglês <i>Bipolar Junction Transístor</i> ;
BTE	Baixa Tensão Especial;
BTN	Baixa Tensão Normal;
CdTe	Telureto de cádmio;
CIGS	Disseleneto de cobre, gálio e índio;
CIS	Disseleneto de cobre índio;
c-Si p-Type Mono	Silício amorfo;
c-Si p-Type Multi	Silício policristalino;
CUR	Comercializador de Ultimo Recurso;
D	Do inglês <i>Duty Cycle</i> ;
d <sub>1</sub>	Distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos;
DC	Corrente Contínua, do inglês <i>Direct Current</i> ;
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia;
EVA	acetato de etil-vinil;
GaAs	Arseniato de gálio;
GTO	Do inglês <i>Gate Turn-Off Thyristor</i> ;

## SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

GW	GigaWatt;
h	Horas;
HIT	Do inglês <i>Heterojunction with Intrinsic Thin Layer</i> ;
Hz	Hertz;
$I_2$	Corrente convencional de funcionamento da proteção;
$I_B$	Corrente de serviço;
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada, do inglês <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> ;
$I_{mp}$	Corrente no ponto de potência máximo;
$I_{MPPT}$	Corrente máxima permitida no MPPT do inversor fotovoltaico;
$I_N$	Corrente estipulada do dispositivo de proteção;
IP	Índice de Proteção;
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito;
$I_z$	Corrente máxima admissível na canalização elétrica;
kW	kilowatt;
kW	Kilowatt;
kWh	Kilowatt-hora;
kWp	Kilowatt-pico;
$L_{cabo}$	Comprimento do cabo elétrico;
m	Metros;
m/s	Metros por segundo;
MCP	Mera Comunicação Prévia;
MOSFET	Do inglês <i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> ;
MPPT	Seguidor do Ponto de Potência Máxima, do inglês <i>Maximum Power Point Tracker</i> ;
MT	Média Tensão;
NOCT	Do inglês <i>Normal Operating Cell Temperature</i> ;
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia;
$P_{DC}$	Potência de perdas em corrente contínua;

$P_{max}$	Potência máxima;
PMP	Ponto de Máxima Potência, do inglês <i>Maximum Power Point</i> ;
PWM	Modulação por pulso do inglês <i>Pulse Width Modulation</i> ;
$Q_{AC}$	Quadro de proteção do sistema em corrente alternada;
$Q_{DC}$	Quadro de proteção do sistema em corrente contínua;
Radiação UV	Radiação Ultravioleta;
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público;
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão;
SCR	Retificador Controlado de Silício, do inglês <i>Silicon Controlled Rectifier</i> ;
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção;
STC	Do inglês <i>Standard Test Conditions</i> ;
TRIAC	Do inglês <i>Triode for Alternating Current</i> ;
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
V	Volt;
$V_{mp}$	Tensão no ponto de potência máximo;
$V_{oc}$	Tensão em circuito aberto;
$W/m^2$	Watt por metro quadrado;
Wp	Watt-pico;
XV	Isolamento do cabo elétrico de polietileno reticulado;
$\Delta U$	Queda de tensão na canalização.



# 1 Introdução

## 1.1 Enquadramento do trabalho

A energia elétrica é considerada um bem de primeira necessidade para as populações, sendo que com esta fonte de energia os consumidores encontram maior conforto e segurança. Com a evolução da tecnologia, a consciencialização das alterações climáticas e a necessidade de encontrar novas formas de produção de energia elétrica para diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, tem-se optado por produzir energia elétrica através de fontes renováveis, que além de ser limpa é inesgotável, não compromete desta forma as necessidades futuras.

A dependência dos combustíveis fósseis tem-se reduzindo lentamente desde 2005, atingindo em 2016 cerca de 74.8% embora que ao longo dos anos tenham ocorrido por vezes interrupções neste decréscimo por causa da intermitência da produção através de fontes renováveis (DGEG, 2016).

Relativamente ao setor elétrico, esta dependência em relação aos combustíveis fósseis tem vindo a ser reduzida, no ano de 2008 esta dependência encontrava-se na ordem dos 72.4%, ou seja, 72.4% da energia elétrica consumida era gerada através de fontes não renováveis ou importada, mas com a aposta em sistemas de produção de energia elétrica através de fontes renováveis este valor tem vindo a baixar com alguma flutuação atingindo em 2016 cerca de 38% (figura 1.1). Esta variação está associada a uma das características da produção através de fontes renováveis, visto que só podem produzir quando as condições atmosféricas estão de acordo, no caso da produção eólica quando existe vento e dentro dos parâmetros para a qual o parque eólico foi projetado, no caso do fotovoltaico quando existe radiação solar, e no caso das hídricas têm de existir água em abundância esta poder ser turbinada de modo a produzir energia elétrica. Quando não existem essas condições, a produção de energia elétrica por fontes renováveis é mais reduzida, obrigando a que se recorra a fontes não renováveis para efetuar a produção da energia elétrica (DGEG, 2017).

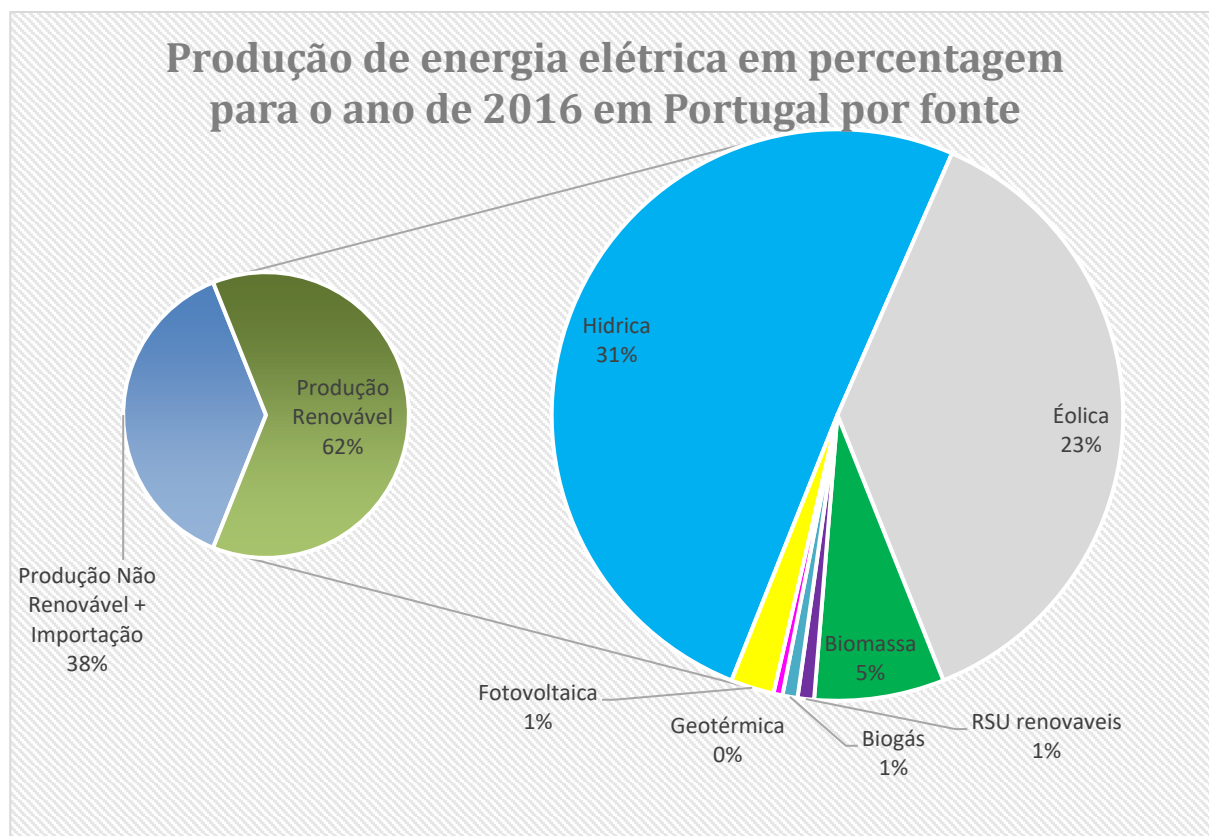


Figura 1.1 - Produção de energia elétrica em percentagem para o ano de 2016 em Portugal por fonte (DGEG, 2017).

Embora a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos representa-se cerca de 1.59% no total da energia produzida em 2016, verifica-se que desde 2008 tem vindo a aumentar a quantidade de energia elétrica produzida através dos sistemas fotovoltaicos atingindo em 2016 cerca de 816 GWh (figura 1.2).

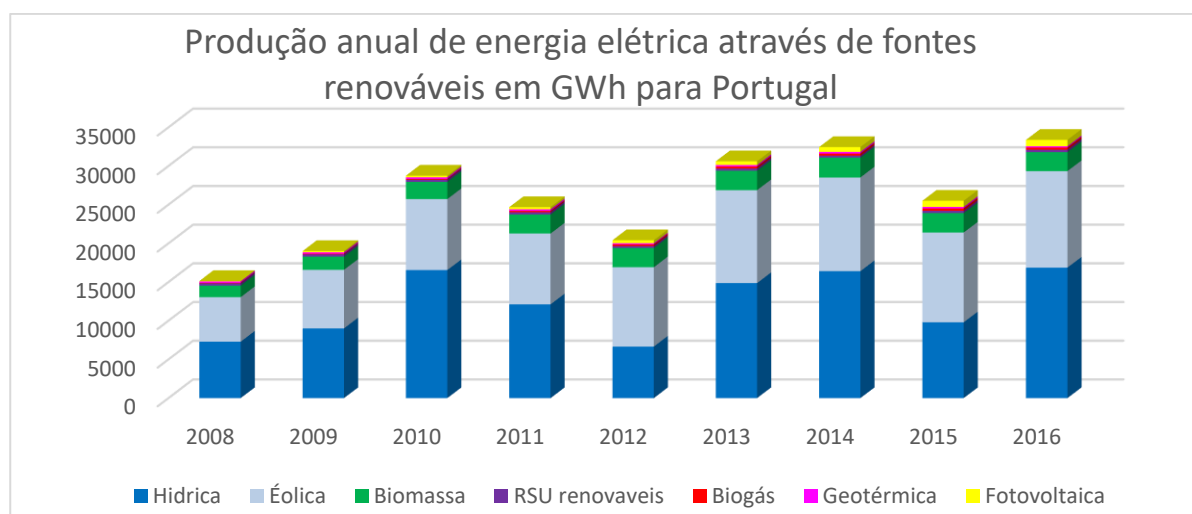


Figura 1.2 - Produção anual de energia elétrica através de fontes renováveis em GWh para Portugal (DGEG, 2017).

Analisando a figura 1.3, verifica-se uma aposta em sistemas de produção de energia elétrica através de fontes renováveis, desde o ano de 2008 a tecnologia de produção de energia elétrica através de parques eólicos foi o que em termos de potência teve o maior aumento, passando dos 3.05 GW para os 5.3 GW em 2016, em relação às centrais de biomassa em termos de potência instalada praticamente não houve alteração, existindo uma potência instalada de 564 MW. A potência instalada em centrais hídricas aumentou nos últimos anos devido à conclusão da construção de novo aproveitamentos hidroelétricos alcançando o valor de 7099 MW. A potência instalada em sistemas fotovoltaico tem aumentando em larga escala nos últimos anos, uma vez que em 2008 só existiam 62 MW de potência instalada passando em 2016 para os 478 MW (DGEG, 2017).

A potência instalada em sistemas fotovoltaicos vai aumentar em larga escala durante os próximos anos devido à possibilidade de se efetuar o autoconsumo, isto é, produzir a própria energia que se consome e aos incentivos existentes para a instalação de sistemas fotovoltaicos para o setor industrial. A necessidade de continuar a apostar em fontes renováveis para produzir energia elétrica além de permitir uma menor dependência dos combustíveis fósseis, também é uma obrigação pois está inscrito nas metas do Portugal 2020 que no mínimo 31% da energia final consumida tem de ser de origem renovável, embora exista como objetivo nacional para o setor elétrico a meta de 59.6% da energia elétrica produzida ser de origem renovável, para o setor do aquecimento e arrefecimento existe uma meta de 35.9% da energia consumida ser de origem renovável e para o setor dos transportes tem uma meta de 11.3% da energia consumida ser de origem renovável, assim conjugando estas três metas que Portugal quis adotar torna no global uma meta de 34.5% do consumo final bruto de energia ser proveniente de fontes renováveis (PNAER, 2013).

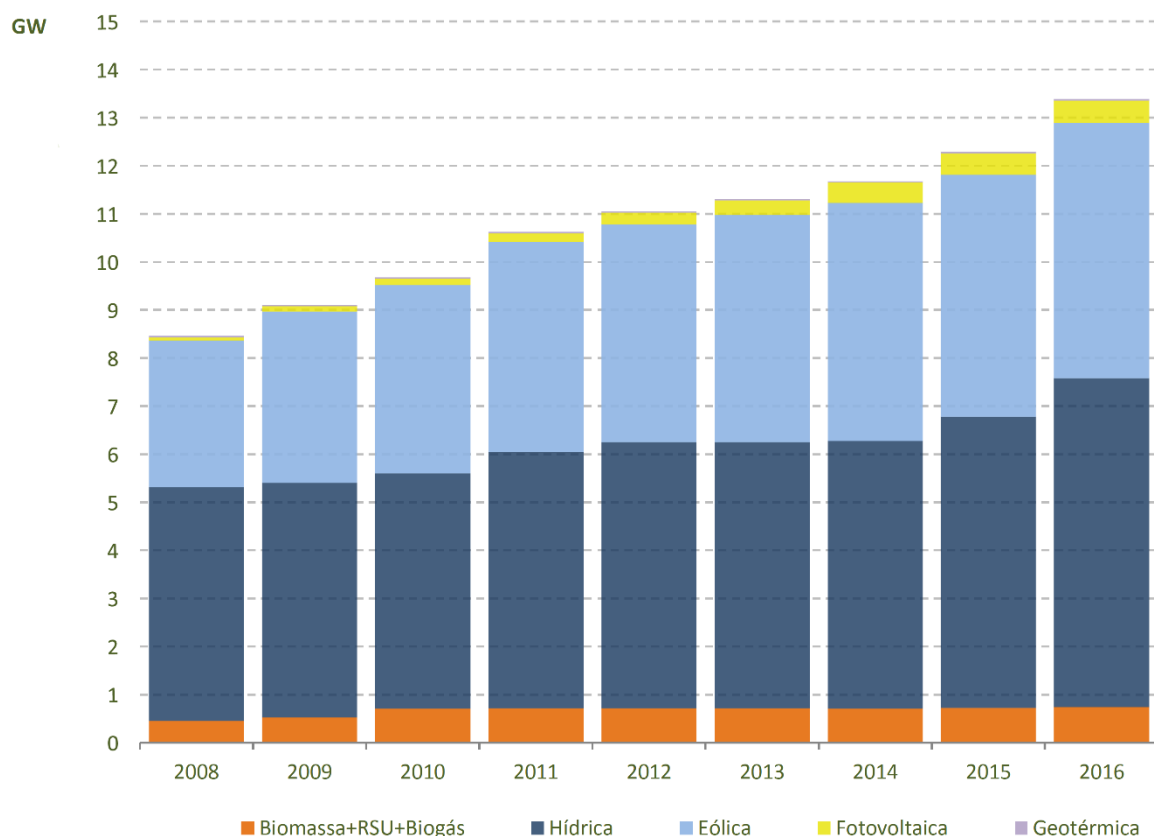


Figura 1.3 - Variação da potência instalada em GW por fonte de energia em Portugal (DGEG, 2017).

## 1.2 Objetivos

O estágio de mestrado na SunEnergy® teve como objetivos o primeiro contacto com o meio empresarial, além de se efetuar propostas comerciais de sistemas fotovoltaicos, quer de autoconsumo quer unidades de pequena produção. Para se efetuarem as propostas, foi necessário a utilização de diversos *softwares*, tais como o Sketcup®, AutoCad®, e PVSol®, uma vez que, um dos objetivos do estágio era permitir a utilização de ferramentas de dimensionamento. As restantes atividades do estágio incluíram a apresentação de propostas para a instalação de sistemas fotovoltaicos para o setor doméstico, o acompanhamento de atividades de manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos e implementação e acompanhamento das diferentes etapas associadas à instalação de um sistema fotovoltaico.



### 1.3 Organização da monografia

Este relatório de estágio está dividido em sete capítulos, tal como se sintetiza seguidamente:

- O primeiro capítulo apresenta a introdução ao relatório de estágio, a contextualização, os objetivos, as metas a atingir e a organização do mesmo;
- O segundo capítulo contém a apresentação da empresa onde foi realizado o estágio;
- O terceiro capítulo apresenta uma revisão bibliográfica das tecnologias utilizadas nos sistemas fotovoltaicos;
- O quarto capítulo apresenta a legislação nacional aplicada aos sistemas fotovoltaicos;
- O quinto capítulo descreve a implementação de um sistema fotovoltaico;
- O sexto capítulo descreve os *softwares* utilizados durante o estágio;
- O sétimo capítulo apresenta as conclusões deste estágio;
- O final deste trabalho é constituído pelas referências bibliográficas e os vários anexos mencionados ao longo dos capítulos anteriores.



## 2. SunEnergy

A empresa NRG-Sistemas de energias renováveis,lda foi fundada a 1 de Janeiro de 2010, adquirindo os direitos comerciais da marca SunEnergy® (figura 2.1) a nível mundial exceto Espanha, tornando-se uma empresa especializada em sistemas de energias renováveis, dedicando-se ao projeto e implementação de sistemas solares fotovoltaicos, sistemas solares térmicos e climatização tentando oferecer sempre aos seus clientes as tecnologias mais avançadas do mercado a um preço atrativo, tornando-as deste modo em soluções sustentáveis. A sede da empresa está localizada na Rua José Augusto Frutuoso na localidade de Relvinha, concelho de Coimbra. A empresa hoje em dia é detida em sociedade de 3 sócios.



Figura 2.1- Logótipo da empresa (SunEnergy, 2017).

A SunEnergy® é uma marca que funciona em regime de franchising, sendo que só tem, por enquanto, delegações em Portugal. Existem oito delegações espalhadas por Portugal continental, em Braga, Coimbra, Ponto de Sôr, Cascais, Mafra, Setúbal, Albufeira e Santarém, deste modo a marca chega a qualquer ponto do país. A marca é conhecida por seguir o lema “O sucesso dos clientes é o nosso sucesso” deste modo garante-se um serviço de excelência juntos dos nossos clientes

### 2.1 Organização da empresa

A empresa é composta por cinco departamentos (figura 2.2), contado com dez colaboradores distribuídos pelos diversos setores, desses dez colaboradores, quatro têm a função de efetuar implementação dos diversos projetos em carteira e efetuar manutenção nas instalações que efetuam contrato de manutenção. Existe um engenheiro responsável pela parte dos sistemas fotovoltaicos, tendo como função o projeto e orçamento das instalações, também tem a função de efetuar a descrição da proposta da instalação aos futuros clientes de modo a ficarem elucidados do sistema que lhes está a ser proposto. A outra área de negócio da empresa, que são os sistemas solares térmicos e climatização, estão a cargo de outro engenheiro que tem a função

de efetuar o dimensionamento e orçamento dos sistemas solares térmicos e climatização. O departamento administrativo financeiro está a cargo de uma colaboradora que tem a função de executar as tarefas de âmbito fiscal e financeira da empresa. O departamento de marketing está a cargo de um dos sócios, sendo este responsável pela parte de marketing da empresa. Um outro sócio é responsável por efetuar a direção da empresa tendo a função de coordenar a estratégia da empresa. O outro sócio é responsável pela coordenação e supervisão técnica dos serviços efetuados pela empresa gerindo a aquisição dos equipamentos e diversos materiais necessários à execução correta das atividades da empresa (SunEnergy, 2016).

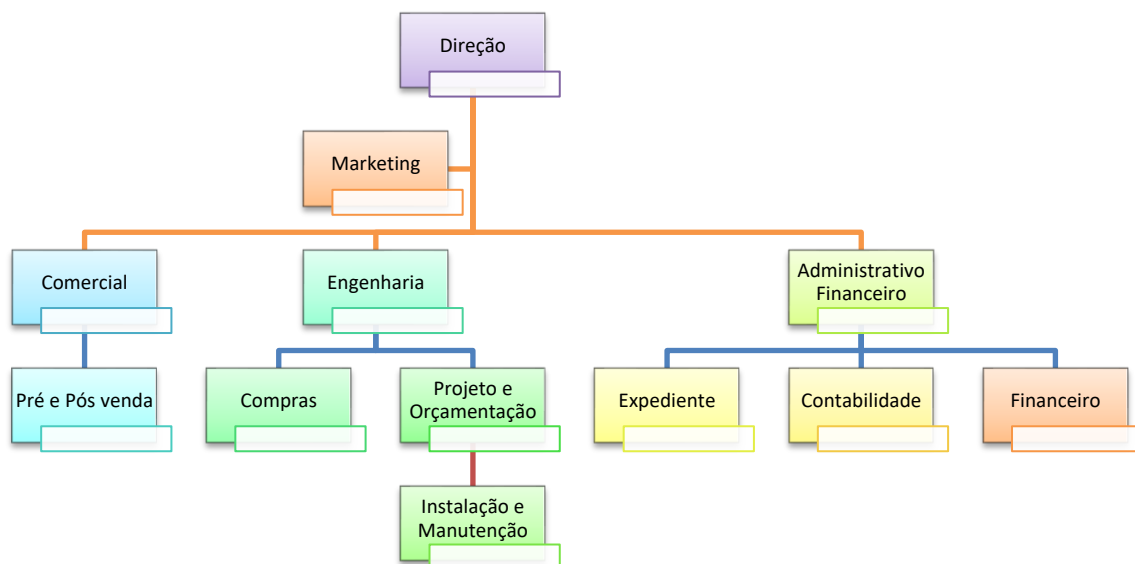


Figura 2.2 - Organograma da Empresa (SunEnergy, 2016).

## 2.2 Ofertas comerciais da empresa

As ofertas comerciais da empresa podem ser divididas em dois grupos, um grupo referente a sistemas fotovoltaicos e outro grupo referente a sistemas solares térmicos e climatização.

Relativamente aos sistemas fotovoltaicos estes podem ser do tipo autoconsumo instantâneo, isto é, são sistemas fotovoltaicos projetados de modo a que a produção seja preferencialmente consumida na instalação em que está a ser inserida. No caso de a produção ser superior ao consumo existem duas soluções, uma delas é efetuar a venda

do excedente ou instalar um equipamento que efetue a medição do consumo e faça uma limitação da produção de modo a que a produção nunca seja superior ao consumo. A empresa também comercializa instalações do tipo de autoconsumo com armazenamento em que existe tal como no autoconsumo instantâneo um consumo na instalação e o excedente é armazenado em baterias e depois consumido quando existir a necessidade de mais energia do que aquela que é produzida pelo sistema fotovoltaico no momento. Neste caso só existe consumo da rede quando o sistema fotovoltaico e as baterias não conseguirem alimentar a instalação. Outra das soluções apresentadas pela empresa é a bombagem solar de modo a tornar as instalações agrícolas mais eficientes com o objetivo de possibilitar aos seus detentores uma maior competitividade. Neste caso a produção fotovoltaica vai alimentar uma bomba de elevação de águas de preferência para um depósito elevado de modo a que quando haja necessidade de água esta esteja armazenada no depósito que deve ser instalado em cota superior para não existir a necessidade de se efetuar a instalação de bombas de modo a não consumir mais energia na instalação. Outra das soluções da empresa são as unidades de pequena produção em que é projetada uma instalação com a finalidade de se efetuar a venda de toda produção à rede elétrica. A empresa também projeta e implementa sistemas de autoconsumo isolados, ou seja, a instalação não tem ligação física à rede elétrica sendo simplesmente alimentada pelo sistema fotovoltaico e com capacidade de armazenamento. Uma outra atividade desenvolvida pela empresa esta associada as questões de eficiência energética ao nível de iluminação sendo, no entanto, uma atividade residual.

No caso dos sistemas solares térmicos e climatização, a empresa tem soluções ao nível de águas quentes sanitárias podendo recorrer a sistemas solares térmicos, a caldeiras de biomassa com essa função ou a bombas de calor. No caso da climatização a oferta centra-se mais a nível doméstico ou escritórios tendo ofertas a níveis de bombas de calor, caldeiras de biomassa, recuperadores de calor e ar condicionado. Outra solução de climatização é o aquecimento de piscinas (SunEnergy, 2017).



### 3. Revisão bibliográfica

Neste capítulo será efetuada uma contextualização das diversas tecnologias aplicadas nos sistemas fotovoltaicos. Será abordado o princípio de funcionamento de cada equipamento e do sistema.

#### 3.1 Radiação solar

A estrela do nosso sistema solar, o Sol, é responsável pela iluminação natural e temperatura com que a terra é banhada a toda a hora, podendo-se caracterizar o sol como uma grande esfera de material incandescente, onde no seu núcleo ocorrem reações de fusão nuclear sendo responsáveis pela libertação de grande quantidade de energia, que chega ao nosso planeta em forma de radiação eletromagnética,

figura 3.1.

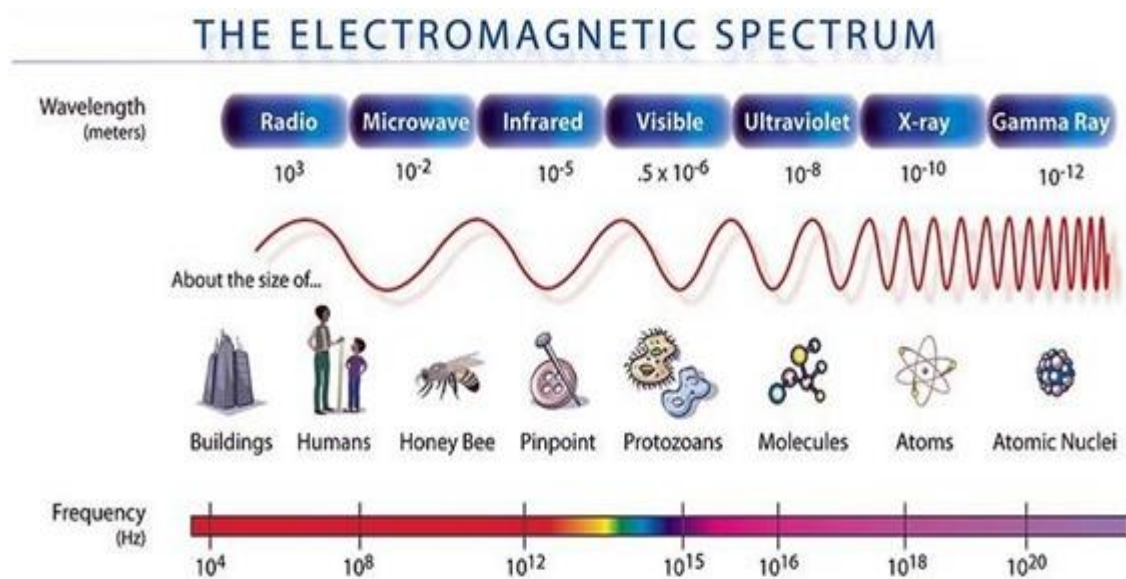


Figura 3.1 - Espectro Eletromagnético (Radiações Eletromagnéticas, s.d.).

Devido à longa distância que o planeta Terra se encontra do Sol, a quantidade de energia sob a forma de radiação que chega à terra proveniente do sol é aproximadamente  $1.5 \times 10^{12}$  GWh/ano. Com a existência de condições atmosféricas diferentes todos os dias e com a variação da latitude, existe uma grande diversidade de valores de radiação direta incidente entre locais com características de localização bem diferentes. Como exemplo, na figura 3.2 está representada a variação da radiação em Portugal (Energia, 2014), (GeoDesign International, 2016).

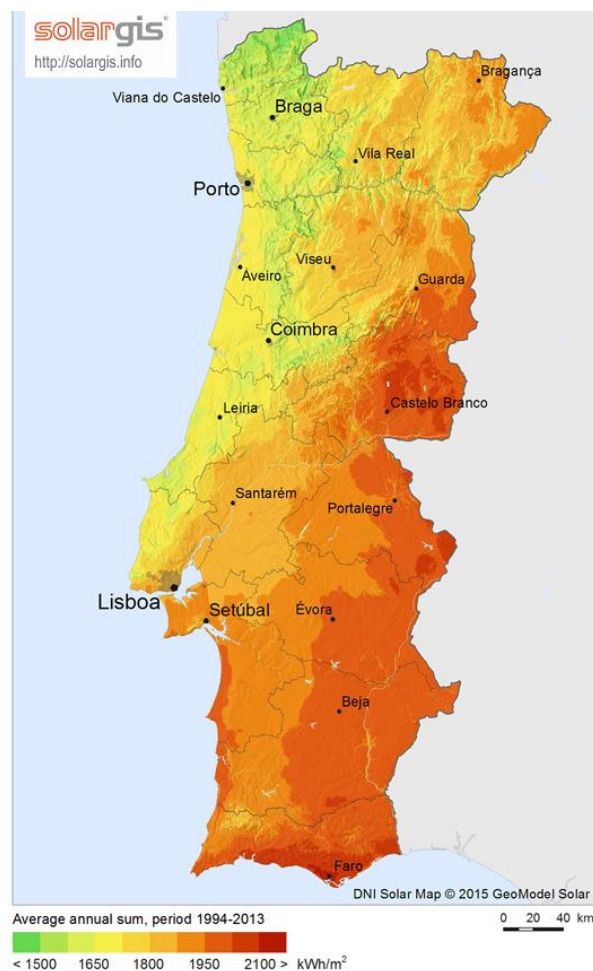


Figura 3.2 - Média da radiação direta solar em Portugal (Média de radiação direta em Portugal).

A energia recebida do sol ao atravessar a nossa atmosfera sobre diversos fenómenos atmosféricos chegando à superfície da terra cerca de 51% da energia que entra na nossa atmosfera, figura 3.3. Aproximadamente 70% da crosta terrestre é ocupada por oceanos, assim, a energia que provem do sol e que pode ser aproveitada pelo ser humano é de aproximadamente  $1.5 \times 10^{12} \times 0.51 \times 0.3 = 229.5 \times 10^9$  GWh/ano (Energia, 2014), (GeoDesign International, 2016).



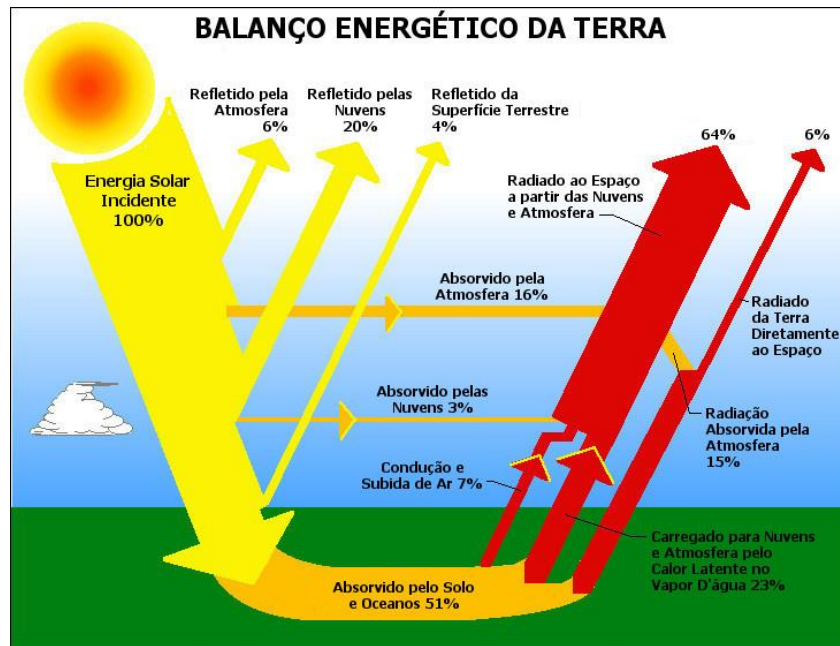


Figura 3.3 - Balanço energético do planeta Terra (GeoDesign International, 2016).

A radiação solar que vai incidir sobre o solo pode ser decomposta em dois tipos, radiação direta e radiação difusa, figura 3.4. A radiação direta é a radiação que incide diretamente do sol sem ser refletida em algum obstáculo. A radiação difusa é a radiação que sofreu refração num obstáculo na atmosfera e que vai incidir depois sobre o solo. Dá-se o nome de radiação global à soma da radiação direta com a radiação difusa (Glossário, 2017).

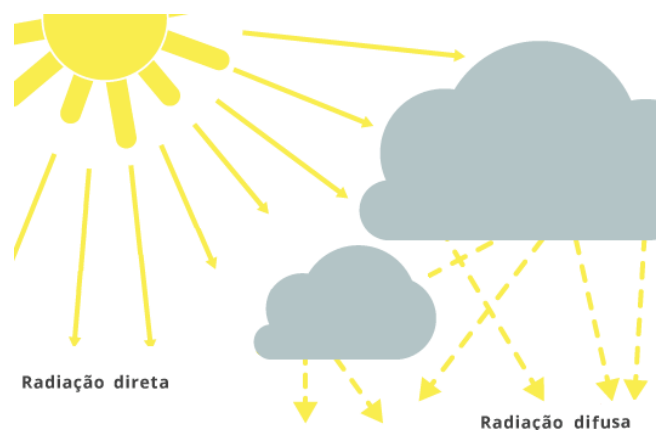


Figura 3.4 - Ilustração da radiação direta e difusa (O Sol: fonte de energia, s.d.).

O planeta terra conhece quatro estações por ano, as variações entre estações deve-se ao movimento de translação elíptico, figura 3.6, que a terra faz em volta do Sol a que provoca uma variação na distância entre o sol e a Terra entre  $1.47 \times 10^8$  e  $1.52 \times 10^8$  km além da variação de inclinação da Terra. A variação da inclinação é o

valor medido entre a perpendicular traçada do plano de translação e o polo norte como se pode visualizar na figura 3.5, que varia aproximadamente entre  $23.45^\circ$  no verão e os  $-23.45^\circ$  no inverno no hemisfério norte (João Pinho, 2014).

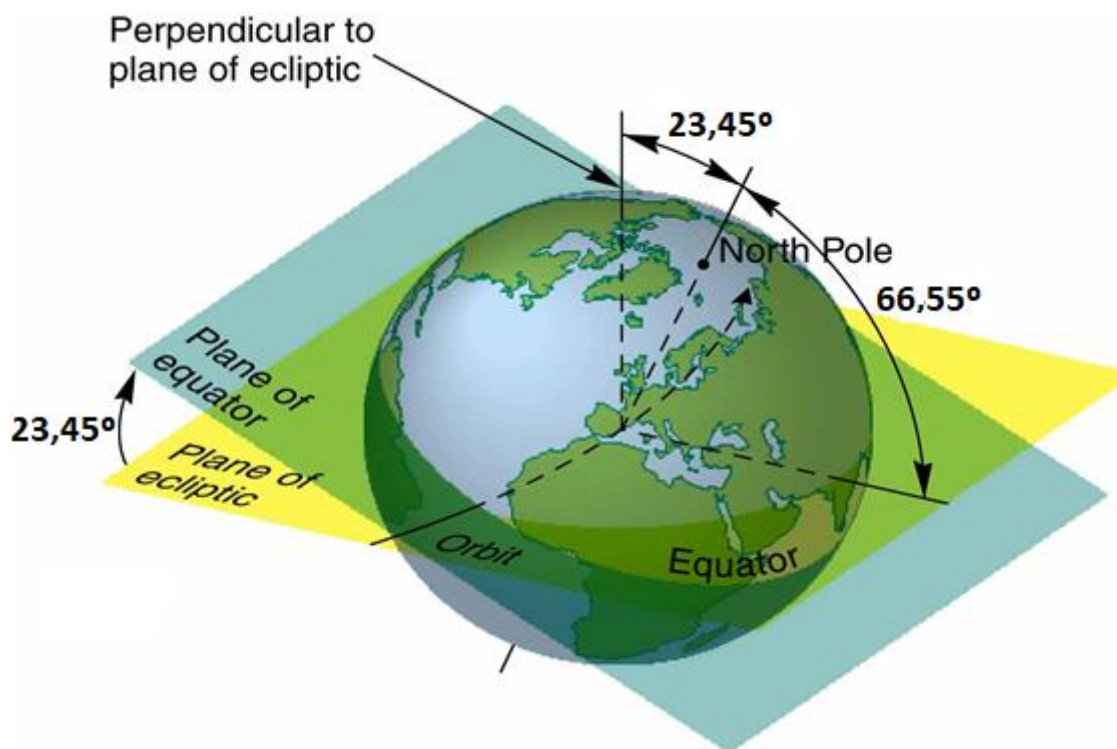


Figura 3.5 - Inclinação de rotação em relação ao movimento de translação do planeta Terra (Orbital Parameters, s.d.).

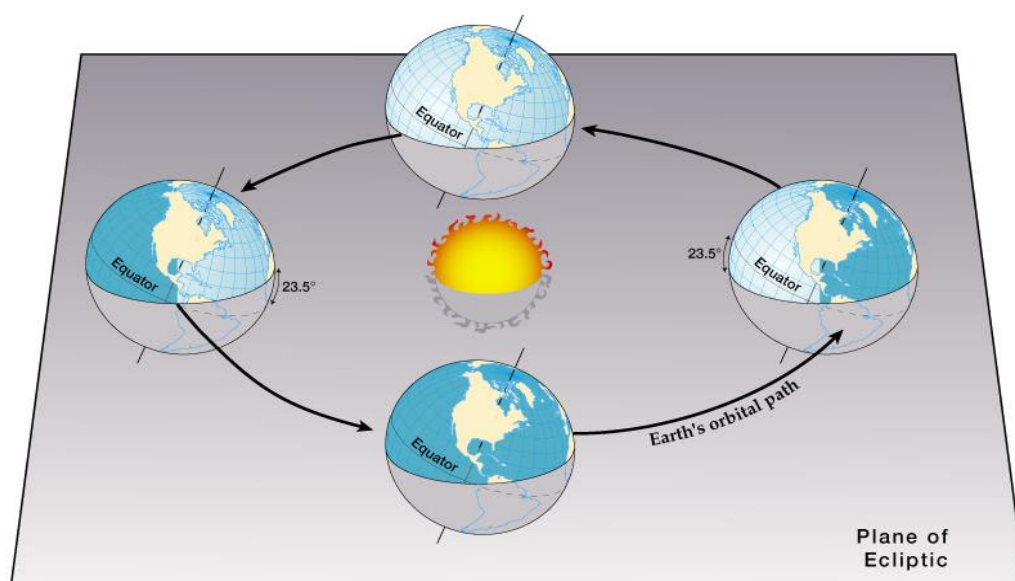


Figura 3.6 - Movimento de translação do planeta Terra (Orbital Parameters, s.d.).

Estes dois fenómenos provocam uma variação da quantidade e da inclinação com que a radiação atinge a superfície terrestre, provocando também uma variação da duração dos dias. No hemisfério norte o dia com maior duração de radiação direta é no dia 21 de junho (solstício de verão) e o dia com menor exposição é o dia 21 de dezembro (solstício de inverno), figura 3.7. O equador, linha que se convencionou que divide o mundo em duas partes iguais, de um lado o hemisfério norte onde no seu outro extremo se localiza o polo norte e o hemisfério sul com o polo sul no outro extremo, sendo que ao longo dessa linha os dias são praticamente com a mesma duração de exposição a radiação direta e sem variação no clima. Pode-se afirmar que só têm uma estação ao longo do ano (João Pinho, 2014).

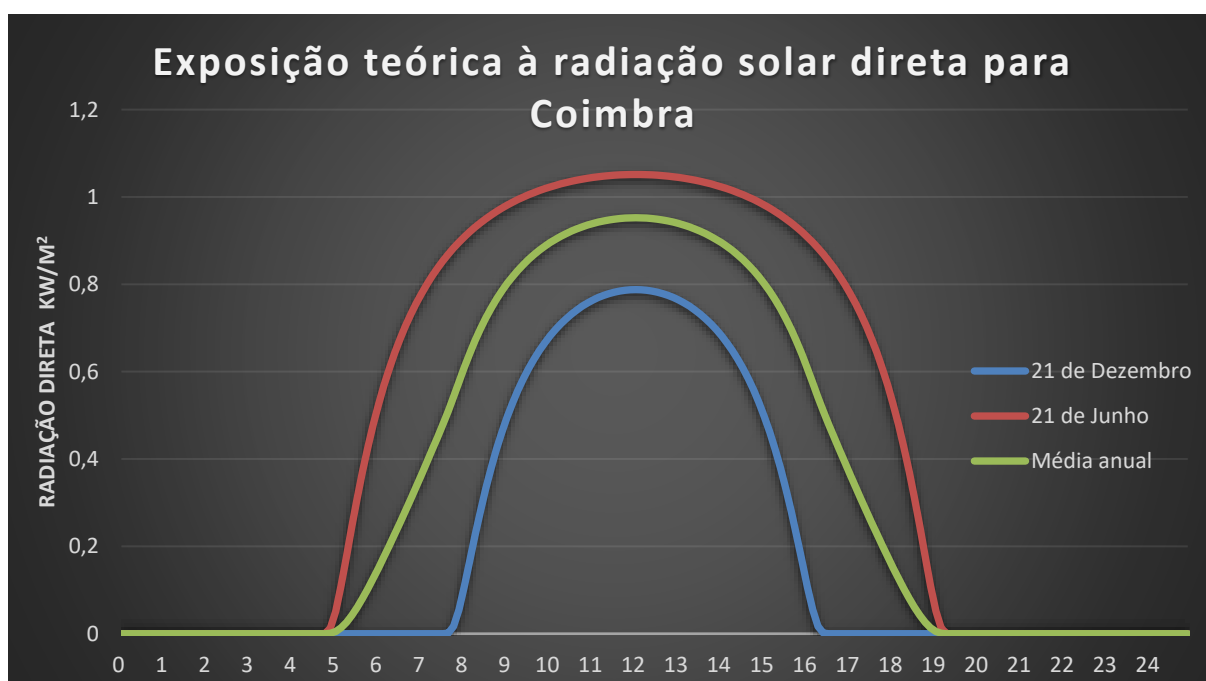


Figura 3.7 – Variação teórica da exposição solar direta para a cidade de Coimbra (PVEducation, 2017).

Por convenção, dividiu-se os hemisférios, em linhas paralelas (linhas de latitude) até ao equador com distâncias entre si iguais, atribuindo a cada linha um valor em graus diferentes, em que os polos ficam com o valor máxima de 90°. Também por convenção decidiu-se que os valores do hemisfério norte seriam positivos e o do hemisfério sul seriam negativos (João Pinho, 2014).

Para se efetuar uma relação geométrica entre a radiação que incide num determinado ponto da superfície terrestre é necessário descrever vários eixos de referência, a saber:

- **Declinação solar ( $\delta_s$ ):** Ângulo formado pela trajetória de translação da Terra, ao meio dia solar, com o plano do equador, atingindo valores nulos nos equinócios. Tendo valor máximo no solstício de verão ( $23.45^\circ$ ) e mínimo no solstício de inverno ( $-23.45^\circ$ ). O valor da declinação solar pode ser calculado pela equação (3.1), em que  $n$  representa o número de dias do ano, na figura 3.8 está presente a variação deste ângulo ao longo do ano.

$$\sin \delta_s = \sin 23,45^\circ \times \sin \left[ 360 \times \frac{284 + n}{365} \right] \quad (3.1)$$

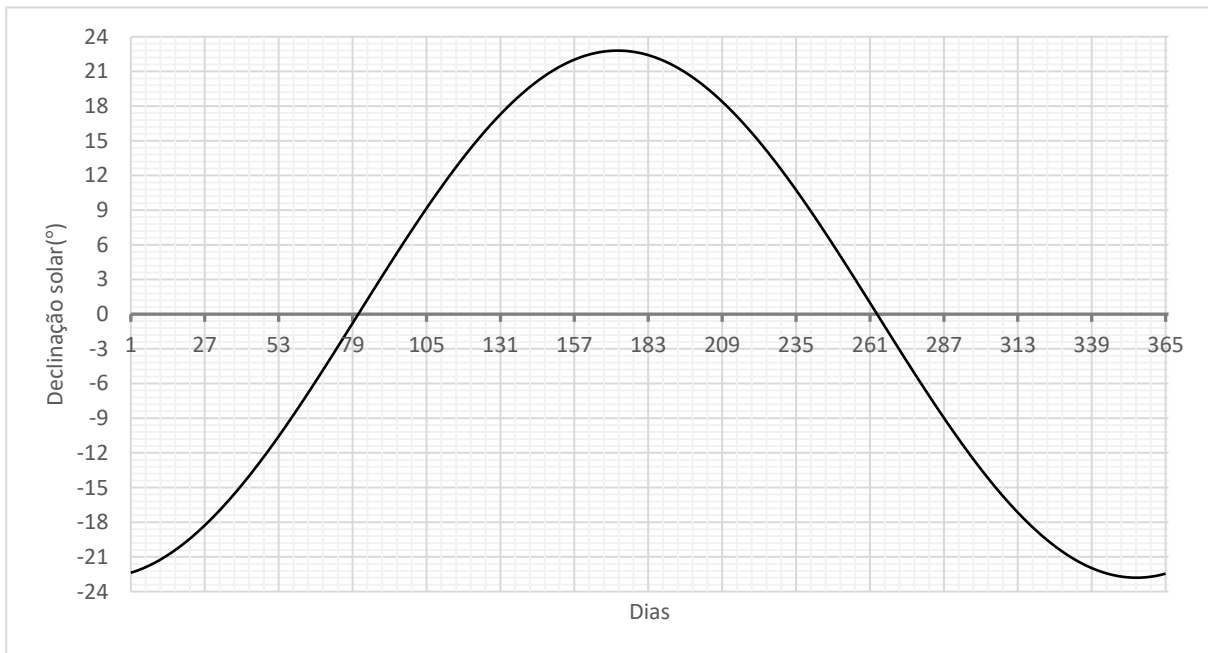


Figura 3.8 - Variação do ângulo de declinação solar calculado através da equação (3.1).

- **Ângulo Zenital ( $\theta_z$ ):** ângulo formado entre a radiação incidente e o eixo vertical nesse ponto, eixo zênite. Através da equação (3.2) é possível calcular o valor deste ângulo, em que  $h_s$  representa o ângulo horário solar,  $l$  a latitude e  $\delta_s$  a declinação solar.

$$\cos \theta_z = \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \quad (3.2)$$

- **Ângulo de altura solar ( $\alpha$ ):** ângulo formado entre a radiação incidente e plano horizontal desse ponto;  
O ângulo zenital e o ângulo de altura solar são complementares, ou seja,  $\theta_z + \alpha = 90^\circ$ . Ao nascer do sol e ao pôr do sol, este ângulo toma o valor de zero.

Substituindo o valor de  $\theta_z$  pelo seu ângulo complementar  $\alpha$ , obtem-se a equação (3.3).

$$\begin{aligned} \cos \theta_z &= \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \cos(90 - \alpha) &= \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \sin \alpha &= \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \end{aligned} \quad (3.3)$$

- **Ângulo Azimutal ( $\alpha_s$ ):** ângulo que relaciona o desvio do eixo norte/sul e a linha perpendicular ao ponto de incidência da radiação. É o ângulo que traduz a trajetória que o sol percorre. Quando o Sol está sobre o eixo N/S toma o valor de  $0^\circ$ , de manhã, este toma valores negativos, sendo que vai aumentando até chegar a zero com o passar da manhã, de tarde toma valores positivos, tende a aumentar o valor até chegar ao pôr do sol. Este ângulo toma valores entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$  podendo ser calculado pela equação (3.4), em que  $h_s$  representa o ângulo horário solar.

$$\sin \alpha_s = \frac{\cos \delta_s \times \sin h_s}{\cos \alpha} \quad (3.4)$$

Na figura 3.9, está representado os três ângulos anteriormente explicados, é possível ver que o ângulo zenital e o ângulo de altura solar são complementares (João Pinho, 2014), (Falcão, 2008).

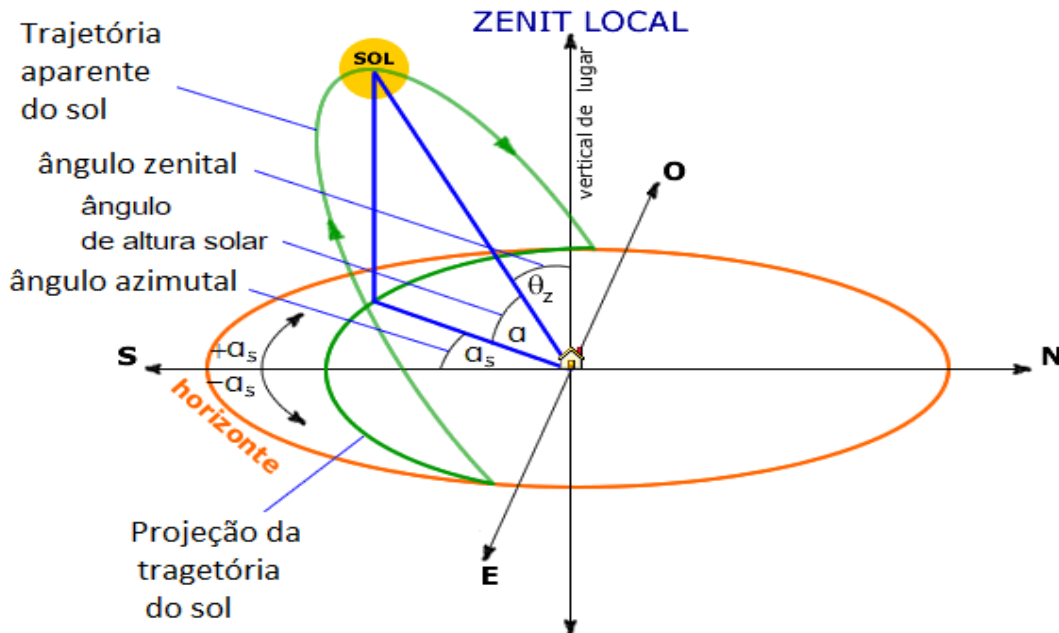


Figura 3.9 – Representação dos três ângulos solares (Universidad de Jaén, s.d.).

❖ **Ângulo de horário solar:** representa o deslocamento angular do sol segundo o eixo este/oeste do meridiano do sol. Para se efetuar o cálculo do ângulo de horário solar é necessário calcular inicialmente a hora solar local ( $t_s$ ), equação (3.5), em que  $l$  representa o valor de longitude em graus do local e  $t_{legal}$  representa a hora local.

$$t_s = t_{legal} - \frac{l}{15}(h) \quad (3.5)$$

Assim para a cidade de Coimbra que tem uma longitude de  $8.55^\circ O$ , substituindo na equação (3.5) obtendo assim a equação (3.6).

$$t_s = t_{legal} - \frac{-8.55}{15} = t_{legal} + 0.57 \quad (3.6)$$

Durante o período de inverno para calcular a hora solar utiliza-se a equação (3.6), mas se for durante o período de verão é necessário efetuar a subtração de uma hora na equação (3.6). Para se obter com maior realidade a hora solar é necessário a utilização de um fator de correção  $ET$  visto que o movimento de translação da terra não é um movimento circular, mas elíptico. Os valores podem ser consultados na tabela A.1 que se encontra no anexo A, podendo também ser calculada pela equação (3.7), onde  $n$  representa o número do dia do ano que varia de 1 a 365.

$$ET = \frac{9.87 \times \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B)}{60}(h) \text{ com } B = 360 \times \frac{n - 81}{364} \quad (3.7)$$

Conjugando as equações (3.4) e (3.6) obtém-se a equação (3.8) para o cálculo mais exato da hora solar.

$$t_s = \begin{cases} t_{legal} + ET - \frac{l}{15}(h) & \text{se hora de inverno} \\ t_{legal} + ET - \frac{l - 1}{15}(h) & \text{se hora de verão} \end{cases} \quad (3.8)$$

Depois de se obter a hora solar é possível efetuar o cálculo do ângulo horário solar através da equação (3.9). Se se dividir o círculo trigonométrico por 24h (um dia), obtém-se que a cada hora corresponde cerca de  $15^\circ$ .

$$h_s = 15^\circ \times (t_s - 12) \quad (3.9)$$

Para efetuar o cálculo da hora teórica de nascer e pôr do sol, é necessário calcular o ângulo horário solar, sendo que o ângulo horário solar do nascer do sol é simétrico ao ângulo horário de pôr do sol. Ao nascer do sol como já referido anteriormente,  $\sigma$  toma o valor zero, embora, devido a fenômenos de refração que ocorrem na atmosfera para reduzidos ângulos de altura solar o valor de  $\sigma$  devia ser  $-0.83^\circ$ , pois o sol aparece no horizonte a esta inclinação. Utilizando a equação (3.3) chega-se ao valor do ângulo de nascer e pôr do sol teóricos, equação (3.10), em que  $h_s$  de nascer do sol é negativo e  $h_s$  de pôr do sol é positivo.

$$\begin{aligned}
 \sin \sigma &= \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0 &= \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l + \sin \delta_s \times \sin l \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow \cos \delta_s \times \cos h_s \times \cos l &= -\sin \delta_s \times \sin l \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow \cos h_s &= -\frac{\sin \delta_s}{\cos \delta_s} \times \frac{\sin l}{\cos l} \Leftrightarrow \cos h_s = -\tan \delta_s \times \tan l \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow h_s &= \pm \arccos(-\tan \delta_s \times \tan l)
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

De seguida ao cálculo de  $h_s$ , calcula-se  $t_s$  pela equação (3.9) e assim sucessivamente para converter para a hora convencional, hora utilizada pelo ser humano para guiar a duração do dia, utiliza-se a equação (3.8). Para calcular as horas teóricas de sol basta efetuar a diferença entre a hora de nascer do sol e de pôr do sol (João Pinho, 2014), (Falcão, 2008).

### 3.3. Efeito Fotovoltaico

O efeito fotoelétrico é o nome atribuído ao processo de conversão de energia solar (radiação solar) em energia elétrica. Este efeito ocorre nas células fotovoltaicas que são expostas ao sol para que a célula fotovoltaica absorva a radiação solar (fótons). A célula fotovoltaica é formada por compostos químicos que formem duas camadas distintas, causando uma junção  $p-n$ , figura 3.10. A célula fotovoltaica mais utilizada é formada por silício que é dopado com o elemento químico boro para formar uma junção  $p$  (silício dopado positivamente) de modo a ficar com falta de eletrões para ser quimicamente estável e para formar a junção  $n$  (silício dopado negativamente) o silício é dopado com o elemento químico fósforo ficando com eletrões a mais para ser estável (Alternativa, 2011), (Lucie Petillon, s.d.).

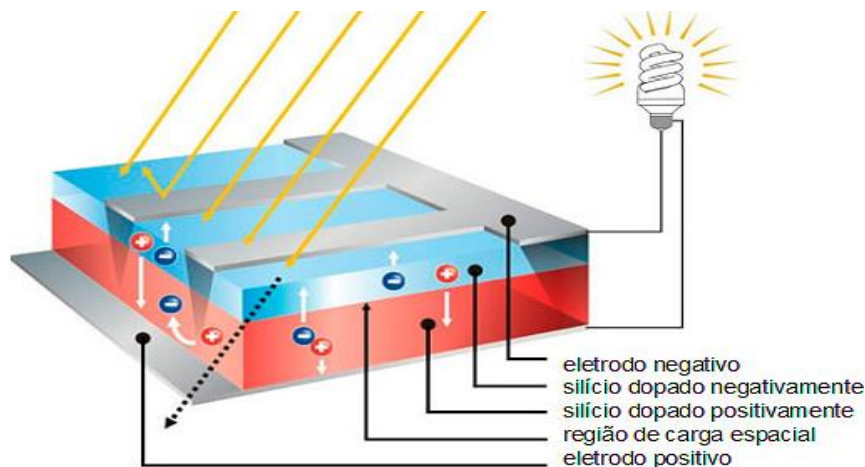


Figura 3.10 - Esquema de uma junção  $p-n$  de uma célula fotovoltaica (Fotovoltec, 2016).

Quando o fóton é absorvido na célula fotovoltaica, existe a troca da energia do fóton para os elétrons da junção  $n$ , que devido ao campo elétrico presente na região de carga espacial (junção  $p-n$ ) os elétrons atravessam a camada  $p$  para  $n$ . A corrente elétrica então é gerada pela presença de um eletrodo negativo que é conectado ao eletrodo positivo formando assim uma corrente elétrica.

Enquanto existir radiação suficiente para que ocorra este processo, ele irá manter-se, continuando a existir uma corrente elétrica. A intensidade da corrente elétrica é proporcional à intensidade da luz que incide na célula (Alternativa, 2011), (Lucie Petillon, s.d.), (Jordan Hanania, 2015).

### 3.3 Modelos elétricos equivalentes de uma célula fotovoltaica

Existem dois modelos para representar em esquema elétrico equivalente a uma célula fotovoltaica. Um que representa o modelo ideal da célula fotovoltaica e o outro modelo mais realista do seu funcionamento.

#### 3.3.1. Modelo ideal de uma célula fotovoltaica

O modelo ideal da célula fotovoltaica, figura 3.11, é representado de uma forma simples, desprezando-se as perdas, e é representado por uma fonte de alimentação em paralelo com um diodo. A intensidade da fonte de corrente ( $I_{ph}$ ) é proporcional à radiação que incide na célula,  $I_d$ , é a corrente que percorre o diodo,  $I$ , é a corrente que transita para a carga e  $U$ , representa a diferença de potencial entre o polo positivo e negativo da célula (Benoît Robyns, s.d.), (Ciprian Nemes, 2012), (Carneiro, 2010), (M.G.Castro, 2012).



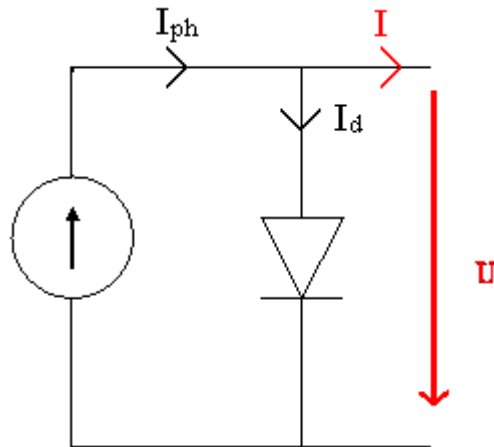


Figura 3.11 - Modelo ideal de uma célula fotovoltaica (Benoît Robyns, s.d.).

Assim pela primeira lei de *Kirchhoff* a corrente que passa na carga é determinada pela equação (3.11):

$$I = I_{ph} - I_d \quad (3.11)$$

Pelo modelo de funcionamento e característica  $I$ - $V$  de um díodo, chega-se à equação de *Schockley*, equação (3.12), (Ciprian Nemes, 2012).

$$I_d = I_s \left( e^{\frac{V_D}{\eta V_T}} - 1 \right) \quad (3.12)$$

Onde  $I_s$  representa a corrente inversa do díodo, em amperes,  $V_D$  representa a tensão aos terminais do díodo, em volts,  $V_T$  representa a tensão equivalente de temperatura, em volts, e  $\eta$  representa o coeficiente de emissão do díodo que pode variar entre 1 e 2, sendo que o coeficiente 2 é normalmente utilizado para díodos de silício (Giorgio Rizzoni, 2009).

A tensão equivalente de temperatura,  $V_T$ , pode ser determinada pela equação (3.13), onde  $T$  representa a temperatura da junção  $p$ - $n$  em kelvin,  $k$  a constante de *Boltzmann* e  $q$  a carga elétrica de um eletrão, em que  $k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$  e  $q = 1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$  (Giorgio Rizzoni, 2009), (M.G.Castro, 2012).

$$V_T = \frac{k \times T}{q} \Leftrightarrow V_T = \frac{1,38 \times 10^{-23} \times T}{1,602 \times 10^{-19}} \Leftrightarrow V_T = \frac{T}{11600} \quad (3.13)$$

Pelas equações (3.12) (3.13) obtém-se à equação (3.14).

$$I_d = I_S \left( e^{\frac{V_D}{\eta \times V_T}} - 1 \right) \Leftrightarrow I_d = I_S \left( e^{\frac{V_D}{\eta \times \frac{11600}{T}}} - 1 \right) \Leftrightarrow I_d = I_S \left( e^{\frac{V_D \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) \quad (3.14)$$

Ao substituir o valor de  $I_d$  da equação (3.14) na equação (3.11) obtém-se a equação (3.15).

$$I = I_{ph} - I_d \Leftrightarrow I = I_{ph} - I_S \left( e^{\frac{V_D \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) \quad (3.15)$$

### 3.3.2. Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica

O modelo detalhado da célula fotovoltaica, figura 3.12, é igual ao modelo ideal de uma célula fotovoltaica mas sem desprezar as perdas que na realidade existem. Neste modelo é acrescentado uma resistência  $R_p$  em paralelo com o díodo representando as impurezas presentes no silício e correntes parasitas existentes na junção  $p-n$ .  $R_s$  é colocada em série com a carga e representa as perdas existentes nos contactos existentes quer na parte superior quer na parte inferior da célula, perdas por efeito de joule e a resistência natural dos diversos materiais utilizados na criação da célula (Benoît Robyns, s.d.), (Ciprian Nemes, 2012), (M.G.Castro, 2012).

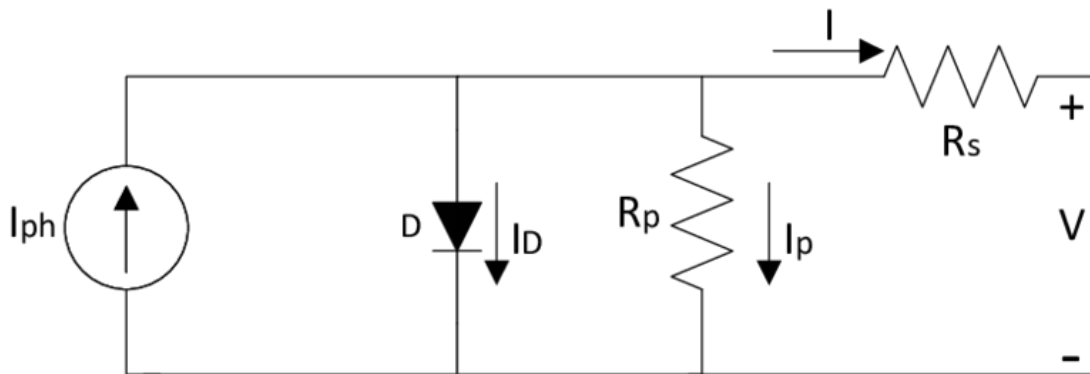


Figura 3.12 - Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica (Remes, 2016).

Ao se aplicar as leis de *Kirchhoff* no circuito da figura 3.12, chega-se às equações (3.16) e (3.17) que relacionam as correntes do circuito apresentado.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (3.16)$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.17)$$

Combinando as equações (3.14), (3.16) e (3.17) obtém-se a equação (3.18) que permite obter-se a corrente de saída. Só é possível determinar o valor da corrente de saída através de métodos iterativos.

$$\begin{aligned}
 I &= I_{ph} - I_d - I_p \Leftrightarrow I = I_{ph} - I_S \left( e^{\frac{V_D \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) - \frac{V + I \times R_S}{R_p} \Leftrightarrow \\
 &\Leftrightarrow I = I_{ph} - I_S \left( e^{\frac{(V + I \times R_S) \times 11600}{\eta \times T}} - 1 \right) - \frac{V + I \times R_S}{R_p}
 \end{aligned} \quad (3.18)$$

### 3.4. Curva característica de $I$ - $V$ e $P$ - $V$

O desempenho obtido pelas células fotovoltaicas, estão relacionadas com fatores climáticos, ou seja, com condições climáticas diferentes, existe desempenhos diferentes, sendo os fatores mais importantes, a radiação e a temperatura na célula.

De fabricante de células para fabricante de módulos os efeitos provocados por estes dois fatores são diferentes e estão presentes nas curvas características de  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$ , figura 3.13, estas curvas estão presentes no *datasheet* do módulo fotovoltaico.

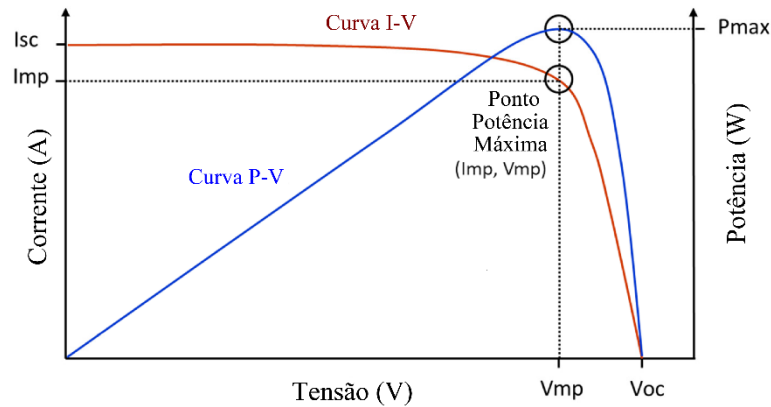


Figura 3.13 - Curva característica  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$  de uma célula fotovoltaica (Solmetric, 2015).

Conclui-se que pela análise da figura 3.13 que as curvas características  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$  facultam-nos informação sobre as diversas variáveis, a saber:

- $I_{SC}$  que representa a corrente de curto-circuito e é o valor máximo de corrente que pode ser atingido, e analisando figura 3.13 este valor é atingido quando a tensão aos seus terminais é zero.
- $V_{OC}$  é a tensão em circuito aberto e é o valor máximo de tensão que a célula pode produzir, é atingida quando não existe corrente elétrica.

- ***V<sub>mp</sub>*** reproduz o valor de tensão quando a célula está no ponto de potência máximo, de acordo com as condições climáticas em que a célula é exposta.
- ***I<sub>mp</sub>*** corresponde ao valor da corrente quando a célula atinge o ponto de potência máximo, de acordo com as condições climáticas em que a célula é exposta.
- ***Ponto de Potência Máximo*** ocorre quando a célula funciona à máxima potência. Este ponto é obtido quando o produto da corrente pela tensão é máximo.
- ***P<sub>max</sub>*** traduz o valor máximo de potência que a célula pode fornecer à carga e corresponde ao ponto de potência máximo.

Com os valores obtidos para estas variáveis é possível obter dois parâmetros, o coeficiente de forma e o rendimento da célula.

O coeficiente de forma é determinado pela equação (3.19) e demonstra a qualidade da célula. Quando mais próximos forem os valores de *I<sub>mp</sub>* com o de *I<sub>sc</sub>* e os valores de *V<sub>oc</sub>* e com o de *V<sub>mp</sub>* melhor será a célula, ou seja, idealmente a curva *I-V* deveria ser um quadrado (João Pinho, 2014).

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (3.19)$$

O outro fator importante é o rendimento da célula, e explica quanto é efetivo a conversão da radiação incidente na célula em energia elétrica sendo expresso em %, é calculado pela equação (3.20) em que *A* define a área da célula em m<sup>2</sup> e *G* a radiação incidente na célula em W/m<sup>2</sup>.

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \times 100 \quad (3.20)$$

Tratando cada fator climático separadamente, começando pela variação da radiação a que a célula fotovoltaica é sujeita, esta variação provoca uma variação proporcional na corrente gerada pela célula, ou seja, se a radiação diminui *I<sub>sc</sub>* também diminui mas mantendo-se praticamente constante até perto do valor da tensão em circuito aberto, figura 3.14. Tal como era expetável, pois se alterar-se a radiação incidente sobre a célula esta tende a modificar a corrente elétrica, logo se a potência é o produto da corrente pela tensão, a potência da célula também irá variar.

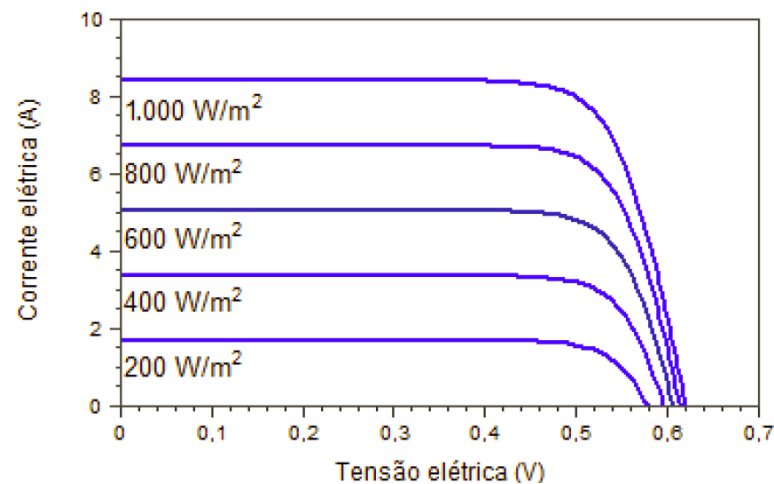


Figura 3.14 - Variação da curva  $I$ - $V$  e função da variação da radiação para uma célula fotovoltaica sujeita a uma temperatura de 25°C (João Pinho, 2014).

Relativamente ao outro fator climático, a temperatura, causa uma variação na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) mas a corrente permanece praticamente constante, se a temperatura aumentar a  $V_{oc}$  diminui tal como se pode analisar pela figura 3.15. Assim concluir-se que com o aumento da temperatura a célula tende a baixar a sua potência máxima, pois a potência é calculada pelo produto da corrente pela tensão.

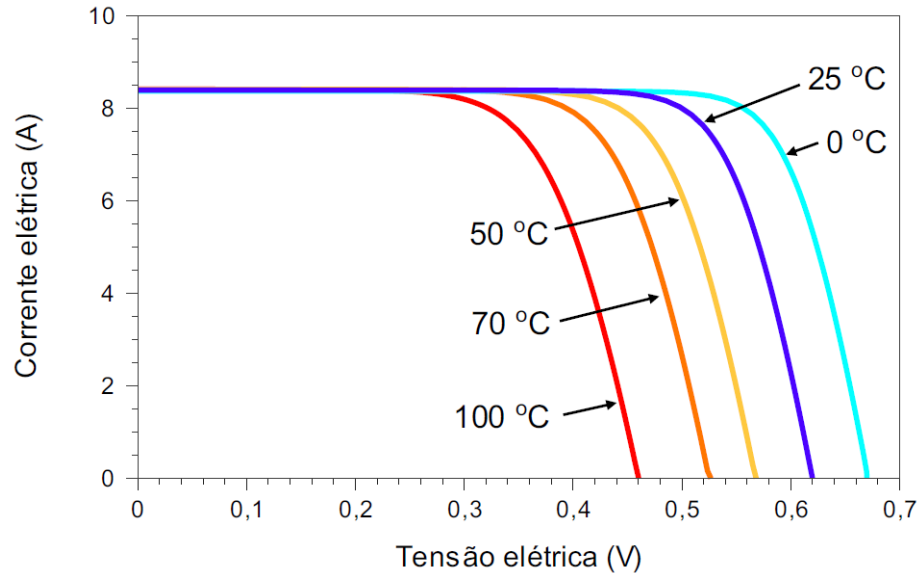


Figura 3.15 - Variação da curva  $I$ - $V$  e função da variação da temperatura para uma célula fotovoltaica sujeita a uma radiação de 1000W/m<sup>2</sup> (João Pinho, 2014).

Como o aumento da radiação incidente na célula leva ao aumento da temperatura da célula, assim conclui-se que a célula irá praticamente estar a produzir uma potência inferior à sua potência máxima teórica.

### 3.5. Tipo de células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é o elemento base dos painéis fotovoltaicos e o elemento fundamental de produção de energia fotovoltaica, pois sem ela, não seria possível a conversão de radiação solar em energia elétrica. A primeira vez que foi visualizado o efeito fotovoltaico aconteceu pelo físico Edmond Becquerel em 1839 que observou que placas de prata ou platina mergulhadas num eletrólito produziam uma quantidade de energia quando expostas à radiação.

Depois de alguns anos com diversas descobertas acidentais e o desenvolvimento da tecnologia e do conhecimento provocaram que em 1953 nos laboratórios Bell Labs em Murray Hill, EUA o cientista Calvin Fuller tenha desenvolvido processos que permitiram dopar cristais de silício, deste modo, conseguiu-se modificar as características do silício. Calvin concebeu uma barra de silício dopada com gálio, transformando assim a barra num silício tipo *p*. Com a ajuda do físico Gerald Pearson, que mergulhou a barra de silício tipo *p* num banho de lítio, criando assim uma camada de silício tipo *n*, obtendo desta forma uma zona de junção *p-n*, que é a zona de contacto entre o silício tipo *p* e o tipo *n*, surgindo um campo elétrico permanente nessa junção. Ao efetuar testes experimentais, Pearson verificou que existia a produção de uma corrente elétrica quando a amostra era exposta à radiação, mas que tinha um problema associado à solda dos contactos. Com o continuar da experiência Fuller trocou o gálio por arsénio para formar o silício tipo *n* e de seguida efetuou uma difusão de boro, formando silício tipo *p*, assim as novas células eram facilmente soldadas e já tinham um rendimento de 6 %. Este foi o primeiro tipo de células fotovoltaicas montadas no primeiro módulo fotovoltaico colocado em funcionamento para alimentar uma rede telefónica local em Americus na Geórgia, EUA em 1955 (figura 3.16) (M.Vallêra, 2006).



Figura 3.16 - Primeiro painel fotovoltaico montado em funcionamento da história (Naggy, 2014).

Mas, desde logo que se percebeu que o elevado custo de produção das células tornaria a comercialização impossível, sendo só utilizada em aplicações especiais, tais como a produção de energia elétrica para satélites no espaço. Exemplo disso, foi o caso do satélite Sputnik lançado em 1957 que produzia energia elétrica para alimentar os seus sistemas através de células fotovoltaicas. Mas nunca foi abandonado o desenvolvimento desta tecnologia e, devido a diversas crises mundiais foram cada vez mais disponibilizados fundo económicos para tornar esta tecnologia com menor custo de produção e com eficiências superiores. Em 1998 conseguiu-se criar uma célula de silício monocristalino que tinha uma eficiência recorde de 24.7% em laboratório. Atualmente o mais comum de ser produzido quer pela razão do custo de produção quer pelo melhor custo/rendimento são as células de silício policristalino que atinge valores de eficiência superior a 20% em laboratório (M.Vallêra, 2006).

Atualmente, existe uma grande variedade de células fotovoltaicas como se pode visualizar na figura 3.17, as quais podem ser agrupadas em três tipos de gerações, figura 3.18.

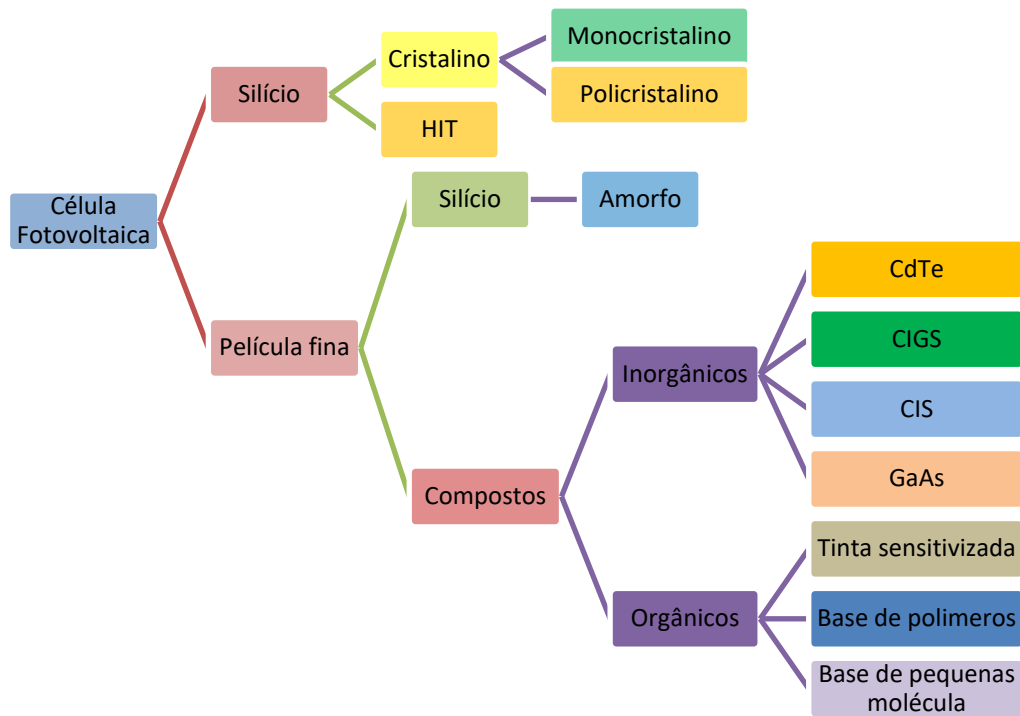


Figura 3.17 - Tipo de célula existentes para produção de energia elétrica (Solar cell technology, s.d.), (Type of solar energy technologies, 2016), (Dechan Angmo N. E., 2014).

1º Geração de células fotovoltaicas	Silício	Monocrystalino	
		Policristalino	
2º Geração de células Fotovoltaicas	Película fina	Silício	Amorfo
		Compostos Inorgânicos	CdTe
			CIGS
			CIS
			GaAs
3º Geração de células Fotovoltaicas	Película Fina	Compostos Orgânicos	Tinta sensibilizada Base de polimeros Base de pequenas molécula
	Silício	HIT	

Figura 3.18 - Gerações de célula existentes para produção de energia elétrica (Dechan Angmo N. E., 2014).



Embora existe uma grande diversidade de tipos de células, as mais utilizadas na produção de energia fotovoltaica são as células de silício policristalino (*c-Si p-Type Multi*) e de monocristalino (*c-Si p-Type Mono*), como representado na figura 3.19, sendo também utilizadas as células de película. As células de película terão futuramente um papel importante na produção fotovoltaica, uma vez que esteticamente são menos agressivas, e com o melhorar das técnicas e da tecnologia terão um preço competitivo em relação as células convencionais de silício (Andrea Tomasi, 2014), (REVE, 2014).

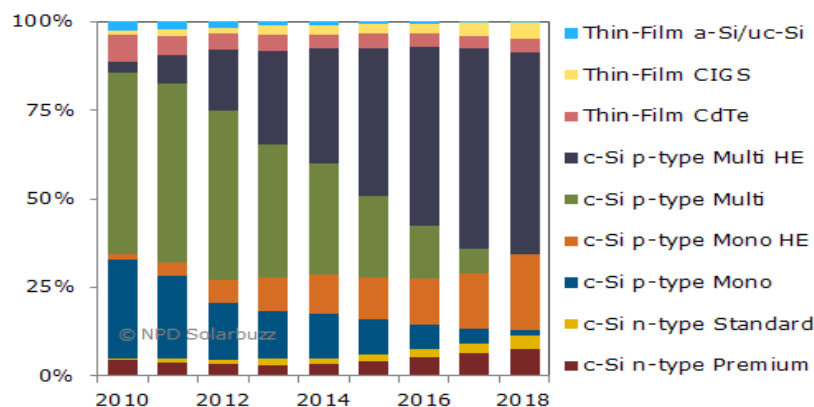


Figura 3.19 – Tipo de células utilizadas para a montagem de módulos fotovoltaicos (REVE, 2014).

Por outro lado existe um novo tipo de células, *HIT* que deriva da sigla *Heterojunction with Intrinsic Thin layer*, que é uma mistura de silício monocristalino e películas de silício amorfo, em que são colocadas por cima e por baixo das células de silício monocristalino as células de películas de silício amorfo, permitindo aumentar assim o rendimento e a produção (Andrea Tomasi, 2014).

Embora já exista uma grande variedade de tipo de células para produção de energia elétrica, no futuro existirão muitas mais, pois há uma continua investigação para encontrar novos e melhores tipos de células bem como aumentar a sua eficiência quer para novas células quer para as já existentes.

### 3.3.1. Células Fotovoltaicas de silício monocristalino

As células de silício monocristalino, figura 3.20, foram no início dos sistemas fotovoltaicos as células mais utilizadas, nos últimos anos esta tecnologia tem entrado em decadência por causa do seu preço de produção, processo de *Czochralski*, estas

células têm de apresentar uma pureza de 99.9999%, o que faz disparar o seu custo de produção atingindo uma eficiência que varia 14 a 21%.



Figura 3.20 - Exemplo de uma célula de silício monocristalino (EcoVolts, s.d.).

### **3.3.2. Células Fotovoltaicas de silício policristalino**

As células de silício policristalino, figura 3.21, são as células hoje em dia mais utilizadas para a produção de energia solar fotovoltaica, uma vez que o seu processo de fabrico é menos dispendioso do que o processo de fabrico das células monocristalinas, visto que a pureza do silício para se efetuar células policristalinas é inferior. Tornando o processo de fabrico menos rigoroso e mais rápido, não sendo necessário criar um único cristal tal como no caso das células monocristalinas, mas sim um material solidificado em forma de bloco compostos por cristais com dimensões na ordem de centímetros. As formas destas células são quadradas podendo ter diversos cristais por célula, atingindo uma eficiência entre 13 a 17 %, que é um pouco inferior ao das células monocristalinas. O custo de produção deste tipo de células aliado à pouca diferença de eficiência com as células monocristalinas provoca um aumento da procura destas células. O que é expetável que nos próximos anos se mantenha como o principal tipo de células utilizada para a produção de energia solar fotovoltaica (Ronilson di Sousa, 2015), (Portal Energia, 2017), (Portal Solar (a), s.d.), (João Pinho, 2014).

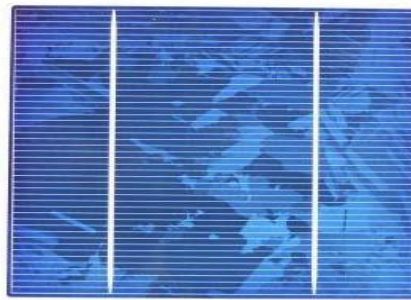


Figura 3.21 - Exemplo de uma célula de silício policristalino (Celdas Fotovoltaicas, s.d.).

### 3.3.3. Células Fotovoltaicas de película

As células de película são baseadas em materiais nanocristalinos e filmes de polímeros com características de condutores. Pode-se dividir este tipo de células em dois grupos, um grupo para o silício amorfo e outro grupo para as células de compostos (figura 3.17).

As células de silício amorfo, representada na figura 3.22, são obtidas pela decomposição de camadas finas, com 0.001 mm de espessura, de silício sobre uma superfície de vidro ou outro material maleável. Com o avanço da tecnologia este tipo de células tem aumentado a sua eficiência, pois hoje em dia varia entre 8 a 10%, e aliado ao seu baixo custo de produção será um importante tipo de células a ser utilizado futuramente para produção de energia elétrica. A sua vida útil tende a ser menor comparado com as outras células de silício uma vez que logo nos primeiros meses são sujeitas a processos de degradação o que além de diminuir a sua pouca eficiência ainda reduz o seu tempo de vida útil (Ronilson di Sousa, 2015), (Portal Energia, 2017), (Portal Solar (a), s.d.).



Figura 3.22 - Exemplo de uma célula de película de silício amorfo (EcoVolts, s.d.).

Por outro lado, também existem células de película formadas através de compostos, estes compostos podem ser orgânicos ou inorgânicos.

Dentro dos compostos inorgânicos (figura 3.17) existem o CdTe (Telureto de Cádmio) que em vez de se efetuar a decomposição do silício sobre uma superfície, efetua-se a decomposição do CdTe, tendo um pouco mais de eficiência comparado com o silício amorfo, de 9 a 11%. No entanto o seu custo de produção é similar ao da produção do silício amorfo mas tem duas grandes desvantagens, o cádmio para a produção deste composto é tóxico, e na presença de mercúrio pode entrar com facilidade na cadeia alimentar do ser humano. Também os elementos que compõem estes compostos existem em pouca quantidade, o que a longo prazo pode fazer aumentar o preço de produção deste tipo de células.

O composto CIS (Disseleneto de cobre e índio), e CIGS (Disseleneto de cobre, gálio e índio) (figura 3.23), que pertence ao grupo dos compostos inorgânicos, tal como o CdTe, apresenta na sua constituição o Cádmio, que é uma desvantagem, mas em menor quantidade que no composto CdTe. O CIS e o CIGS, apresentam um processo de fabrico similar ao processo de fabrico do silício amorfo, ou seja, é efetuada a decomposição em camadas finas deste composto sobre uma superfície. Apesar de estes compostos apresentarem custos de produção em larga escala inferiores aos custos de produção do silício amorfo, estes compostos existem em pequena abundância e são tóxicos para o ser humano, embora seja possível atingir eficiências com estes compostos na ordem dos 10 a 12% (Portal Solar (a), s.d.), (Eumed, 2010), (América do Sol, s.d.).

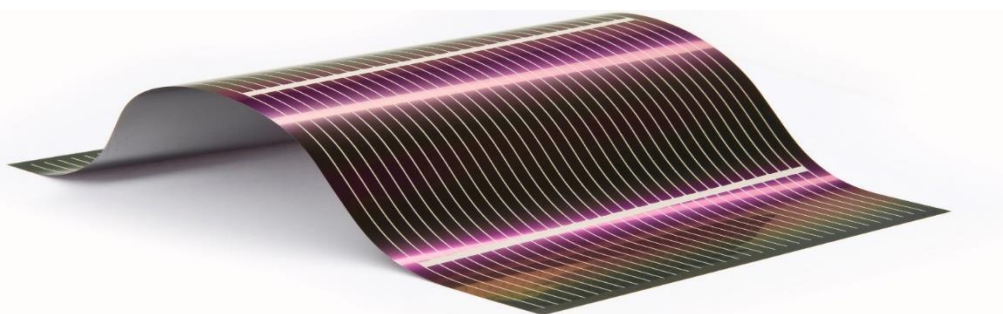


Figura 3.23 - Exemplo de uma célula de película de CIGS (Célula de CIGS, s.d.).

#### **3.3.4. Células Fotovoltaicas de silício HIT**

Células HIT, do inglês *Heterojunction with Intrinsic Thin layer*, figura 3.24, é composta por células de silício monocristalino com uma camada de silício amorfo por cima do silício monocristalino e outra por baixo, desta forma aumenta-se a eficiência desta nova célula para valores superiores a 20%. Este tipo de tecnologia ainda está em

desenvolvimento e apresenta um custo de produção que a afasta de ter uma maior comercialização (M. Boccard), (João Pinho, 2014), (Portal Solar (a), s.d.).

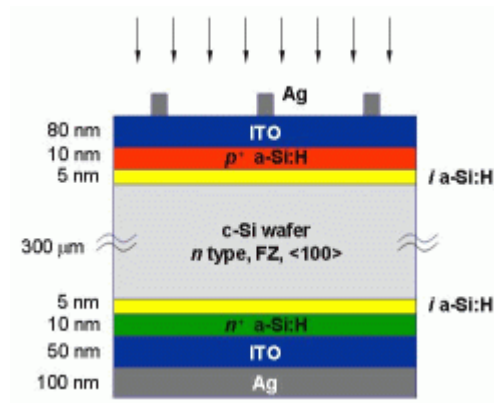


Figura 3.24 - Esquemático de uma célula HIT (M. Boccard).

### 3.6. Módulo fotovoltaico

Ao associar um determinado conjunto de células fotovoltaicas e encapsula-las forma-se um módulo fotovoltaico, tal como é apresentado na figura 3.25, no entanto, não é assim tão simples a montagem de um módulo fotovoltaico. Inicialmente tem de se soldar na parte superior da célula fotovoltaica condutores longitudinais grossos ao eletrodo negativo da célula (figura 3.26), estes condutores podem ser formados de alumínio, cobre com banho de estanho ou outro material condutor, a estes condutores dá-se o nome de *busbar*. Hoje em dia são soldados 3 a 4 *busbar* por célula aumentando a eficiência do módulo fotovoltaico, embora ainda sejam comercializados módulos com 2 *busbar* mas que tende a desaparecer do mercado (Niclas, 2013), (Portal Solar, s.d.), (Energia Solar, 2016).

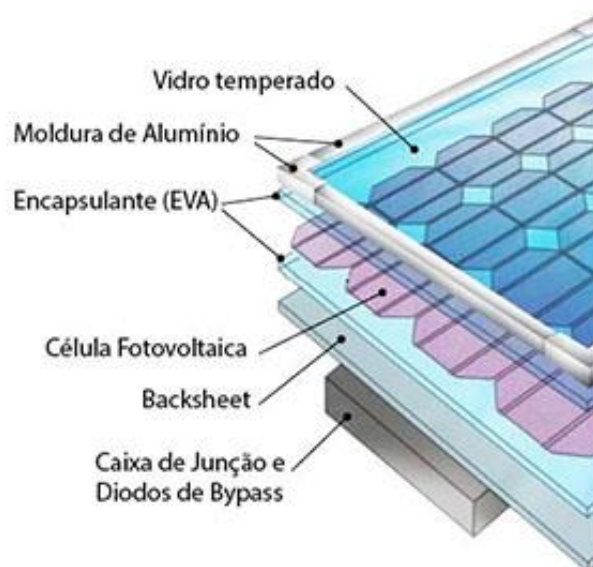


Figura 3.25 - Representação dos componentes de um módulo fotovoltaico (Riqueza Solar , 2015).



Figura 3.26 - Exemplo de uma célula fotovoltaica com três *busbar* soldados longitudinalmente (Niclas, 2013).

Para efetuar a associação em série entre células, executa-se a soldagem dos *busbar* da célula ao elétron positivo da outra célula como demonstrado na figura 3.27, criando uma fita de células associadas entre si. Para formar um módulo fotovoltaico são colocadas várias séries destas fitas lado a lado, sendo interligadas entre si na parte superior e inferior do módulo, tal como é visualizado na figura 3.28. Na mesma figura também é demonstrada a ligação das células na caixa de junção (Portal Solar, s.d.).



Figura 3.27 - Interligação de células fotovoltaicas (Carlos, 2013).



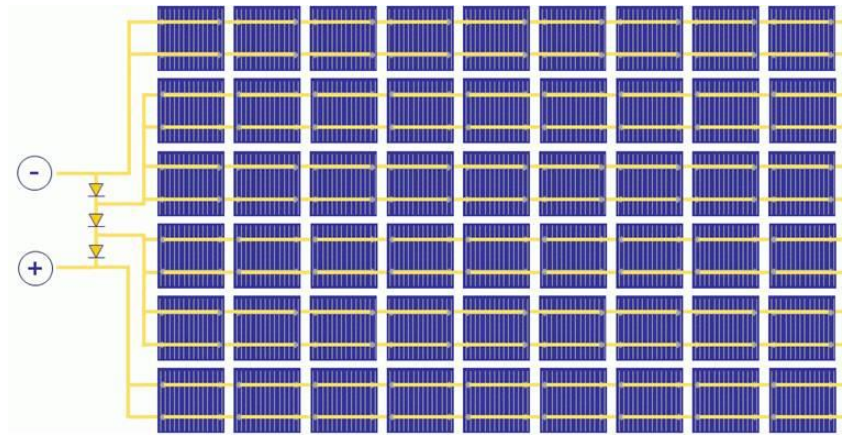


Figura 3.28 - Associação de células em série para que atinja um determinado valor de potência do módulo (Carlos, 2013).

Depois de se associarem as células entre si, é necessário encapsulá-las para as proteger de qualquer condição externa a que possam vir a ser sujeitas. A *backsheet* é um filme isolante de cor branca que tem a função de proteger mecanicamente as células fotovoltaicas além de funcionar como isolamento elétrico e é colocado na parte de trás das células fotovoltaicas depois de ser colocado o encapsulamento EVA, que advém de acetato de etil-vinil normalizado por uma radiação ultravioleta. As células fotovoltaicas são colocadas entre duas camadas de *EVA* para ficarem encapsuladas de modo a ficarem protegidas contra o envelhecimento provocado pela radiação ultravioleta, humidade e temperaturas externas. Por cima do *EVA* é colocado um vidro temperado para melhorar a resistência do módulo além de o proteger contra qualquer tipo de intempérie, por fim é colocado uma estrutura em alumínio anodizado para proporcionar mais durabilidade ao módulo. Na parte de traseira do módulo é colada à *backsheet*, com uma cola especial, uma caixa de junção (figura 3.29) que tem a função de interligar os vários conjuntos de células em série colocadas no encapsulamento além de possuir diodos *by-pass* que não permitem a passagem de tensões reversas para os vários conjuntos de células que compõem o módulo. Também na saída desta caixa de junção são colocadas 2 cabos, um para o polo positivo e outro para o polo negativo e na outra extremidade desses cabos são colocados tradicionalmente conector MC4, um MC4 macho e outro MC4 fêmea (figura 3.30). Este tipo de conector além de facilitar a instalação dos módulos a outro ou a um cabo que irá levar a energia produzida para a carga ou para um inversor, também tem a capacidade de proteger a ligação contra a radiação UV, humidade e poeiras (Portal Solar, s.d.), (Energia Solar, 2016), (qc-solar, 2013), (Conector MC4, s.d.).



Figura 3.29 - Exemplo de uma caixa de junção com díodos *by-pass* (qc-solar, 2013).



Figura 3.30 - Conector MC4 (Conector MC4, s.d.).

### 3.6.1 Tipo de associação entre módulos fotovoltaicos

De acordo com as potências pretendidas para alimentar as cargas elétricas, ou para alimentar um inversor, mais à frente será abordado, podem-se efetuar dois tipos de associações, associar módulos em série para aumentar a tensão e associar módulos em



paralelo para se aumentar a corrente, figura 3.31. Ao associar diversos módulos em série cria-se um conjunto de módulos ao qual se atribui o nome de *string*. E ao associar *strings* em paralelo criam-se os *arrays*.

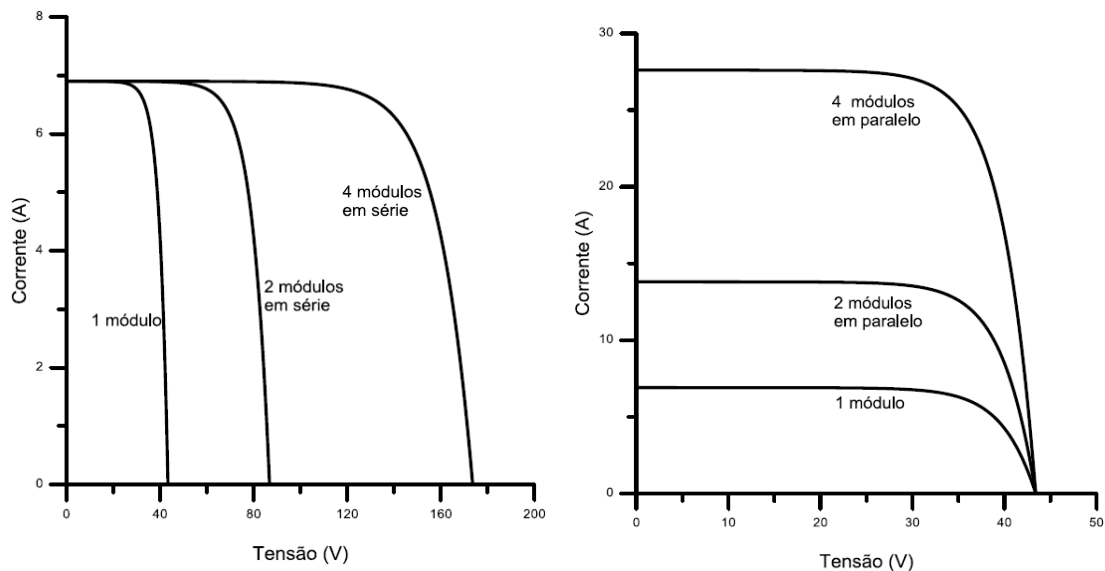


Figura 3.31 - Associação de módulos iguais em série, à esquerda, e associação de módulos iguais em paralelo à direita (João Pinho, 2014).

### 3.6.2 Testes efetuados aos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos antes de serem colocados no mercado pelos seus fabricantes, são submetidos a dois testes para se obterem os dados que permitem caracteriza-los. São efetuados testes em condições STC e NOCT. STC deriva da sigla *Standard Test Conditions*, e representa o teste mais importante a que o módulo fotovoltaico é sujeito, pois é através deste teste que se irá estabelecer as características do mesmo. Este teste segue as seguintes condições atmosféricas:

- Temperatura da célula de 25°C;
- Radiação de 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Massa de ar de 1.5;
- Ângulo de altura solar de 41.81°.

Embora seja com este teste que se caracteriza o módulo fotovoltaico, e que permite realizar comparações entre módulos, a verdade é que raramente estas condições ocorrem no mundo real, daí advém a necessidade de outro tipo de teste, o teste NOCT, do inglês *Normal Operating Cell Temperature*, que representa as condições

operacionais a que as células fotovoltaicas são sujeitas, assumindo as seguintes características:

- Temperatura ambiente de 20°C;
- Radiação de 800 W/m<sup>2</sup>;
- Massa de ar de 1.5;
- Velocidade do vento de 1 m/s;
- Ângulo de altura solar de 45°.

Com este teste é possível calcular a potência disponível num dia comum de sol, bem como os valores expetáveis de saída de tensão e corrente que caracteriza cada módulo (SinoVoltaics, 2011), (SinoVoltaics (b), 2011).

### **3.6.3 Eficiência dos módulos fotovoltaicos**

A eficiência do módulo fotovoltaico com o passar dos anos vai diminuindo, embora a maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaicos de silício policristalino garantam uma perda da eficiência no máximo de 20% em 20 anos, esta perda de eficiência pode ser causada pela degradação dos módulos.

Esta degradação da eficiência dos módulos pode ser provocada por:

- Interrupções nas interconexões;
- Células danificadas;
- Corrosão;
- Descoloração;
- Fendas no módulo.

As quebras nas interconexões e das células podem ser causadas pelas condições atmosféricas a que o módulo é sujeito e que podem ter origem em: variações de temperatura, humidade, intensidade e tipo de radiação incidentes sobre o módulo e possíveis tensões mecânicas que o módulo possa ser submetido.

A corrosão é provocada pela humidade que pode penetrar no módulo através de laminações presentes no módulo, e assim aumentar a condutividade elétrica que irá provocar o aparecimento de correntes de fugas.

A descoloração resulta da degradação do material do encapsulamento, o EVA, alterando a cor original deste material. Nestas situações existe uma perda de transmitância que reduz a absorção da radiação pelas células dos módulos

fotovoltaicos. A descoloração pode ser causada pela simultaneidade de penetração de humidade no módulo, temperaturas superiores a 50°C e exposição à radiação ultravioleta.

As fendas que podem aparecer no módulo ao longo da sua vida útil, são causadas pela redução da espessura e aumento da área das células do módulo, tornando as células mais frágeis e suscetíveis a aparecimento de quebras. Também a ocorrência de defeitos de produção nos restantes materiais pode provocar o aparecimento de fissuras nos módulos quando presente a forças causadas pelas condições atmosféricas que pode causar defeitos no EVA. O próprio vidro temperado pode sofrer uma quebra com origem nos processos de instalação ou de manutenção dos módulos ou resultantes de condições atmosféricas adversas a que o módulo possa ser sujeito.

Os módulos ao serem sujeitos a temperaturas elevadas podem ter pontos quentes, causando danos nas células e noutros elementos do módulo. Os pontos quentes são pontos onde ocorre o sobreaquecimento das células e que podem aparecer devido a falhas ao nível da célula, quebra de interconexões ou o sombreamento parcial do módulo. Para proteger o módulo da presença destes pontos quentes são instalados os díodos *by-pass* na caixa de conexão de modo a que não existam tensões reversas nos módulos (Marc Köntges, 2014).

### 3.7 Inversor fotovoltaico

Os inversores são equipamentos que têm a função de converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada com as características iguais às da rede elétrica nacional, em concordância com os requisitos técnicos e de segurança estabelecidos para a ligação à rede elétrica.

Existem duas grandes classes de inversores, inversores conectados à rede (*grid tie*) e inversores isolados (*off grid*), embora à sua saída tenha as características da corrente alternada da rede elétrica, o seu funcionamento é diferente, podendo ter a parte de potência muito similar, mas a parte de controlo é diferente.

No início dos sistemas fotovoltaicos, os inversores utilizados tinham na sua composição um transformador, que introduzia grande quantidade de perdas, baixando o rendimento do inversor além do custo de produção mais elevado. Este transformador, figura 3.32, era utilizado para colocar os valores da tensão de saída do inversor em valores próximos dos da rede elétrica e dentro do intervalo legal de valores permitidos

de tensão. Nos dias de hoje este tipo de inversor caiu em desuso e através de eletrônica de potência efetua-se todo o controle e conversão de tensão, tendo à saída dos terminais do inversor valores de tensão idênticos aos da rede elétrica e de acordo com os valores legais permitidos (David Meneses, 2013), (Energia, 2014).

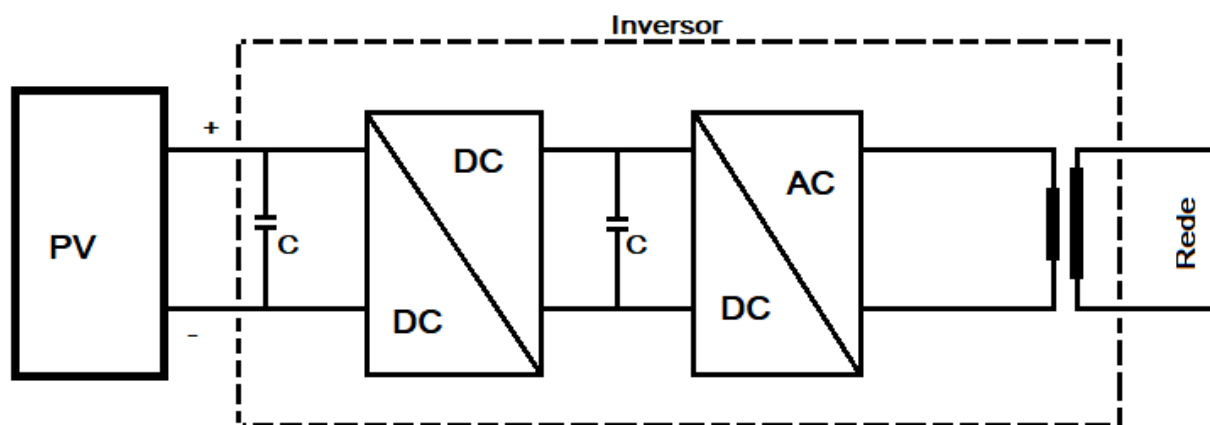


Figura 3.32 - Exemplo de um inversor fotovoltaico com transformador.

Os inversores podem ser de um nível, dois níveis, ou mais níveis, embora que com o aumento de níveis se aumente a complexidade do inversor e o seu custo de produção, na figura 3.32 está representado um inversor de dois níveis, um nível é equipado com um conversor DC/DC e o outro nível é equipado com um inversor DC/AC para converter a tensão contínua em tensão alternada. Os condensadores existentes servem para efetuar a desacoplagem entre os níveis por onde a energia transita. Por outro lado, no primeiro nível existe a conversão do nível da tensão para outro nível e ocorre a execução da tecnologia MPPT, que será apresentada no ponto 3.7.3, que irá comandar os impulsos PWM de controle do inversor, este controle é apresentado no ponto 3.7.4 (David Meneses, 2013).

### 3.7.1 Conversor DC/DC

O conversor DC/DC efetua a conversão em DC, como o nome indica, para outro nível de tensão DC, quer para uma tensão superior, quer para uma tensão inferior. Existem diversos tipos de conversores DC/DC embora só se apresentem neste relatório de estágio três tipos, o conversor *Buck*, *Boost*, e o *Buck-Boost*.

- **Conversor buck**

O conversor *buck* é responsável por efetuar uma diminuição do valor da tensão, ou seja, o valor da tensão de entrada é superior ao valor da tensão à saída do conversor, figura 3.33. Este conversor tem dois períodos de funcionamento, o primeiro em que o

interruptor  $CH$  está fechado e em que a corrente segue diretamente pela bobine alimentando a carga, e o segundo período em que o interruptor  $CH$  abre, ficando o díodo diretamente polarizado, ou seja, conduz sendo a bobine desmagnetizada, isto é, a bobine irá ser descarregada e alimentar a carga, sendo a tensão de saída do conversor contínua (Assef, Amauri).

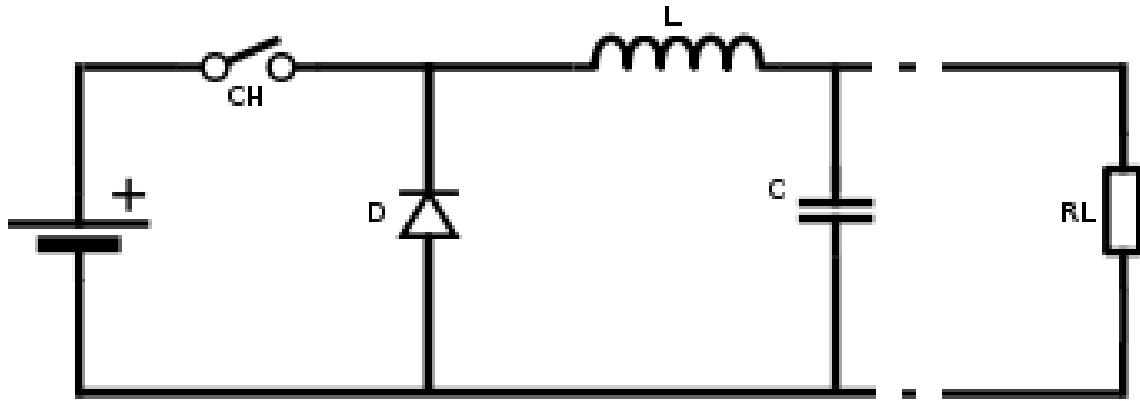


Figura 3.33 - Conversor *Buck*.

Para efetuar o cálculo do ganho do conversor, é necessário referir alguns conceitos:

**Duty cycle ( $D$ )**  $\rightarrow$  fração de tempo que o sistema está a operar, neste caso, que o interruptor  $CH$  está fechado. Podendo ser calculado pela equação (3.21) a soma do  $t_{ativo}$  com  $t_{desligado}$  representa o tempo total do período ( $T$ ) em segundos.

$$D = \frac{t_{ativo}}{t_{ativo} + t_{desligado}} \quad (3.21)$$

Valor médio da tensão de saída é determinado pela equação (3.22), e a razão de decréscimo é dada por  $D$ . Assim, à saída deste conversor podem-se ter valores de tensão de zero até ao valor de tensão que existe aos terminais de entrada deste conversor.

$$\begin{aligned} V_{Rmed} &= \frac{1}{T} \times \int_0^T V_{RL}(t) dt \Leftrightarrow V_{Rmed} = \frac{1}{T} \times \int_0^{t_{ativo}} V_{in}(t) dt + 0 \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow V_{Rmed} = \frac{1}{T} \times V_{in} \times (t_{ativo} - 0) \Leftrightarrow V_{Rmed} = \frac{t_{ativo}}{T} \times V_{in} \Leftrightarrow V_{Rmed} = D \times V_{in} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Em vez de se utilizar um interruptor para efetuar o fecho e a abertura do circuito de alimentação é comum a utilização de vários dispositivos eletrónicos para efetuar esta comutação, tais como IGBT, MOSFET, BJT, GTO, SCR e TRIAC, figura 3.34, tendo características diferentes uns dos outros, tabela 3.1. Estes dispositivos eletrónicos de

comutação também podem ser utilizados noutros tipos de conversores, como o conversor *boost* ou *buck-boost*.

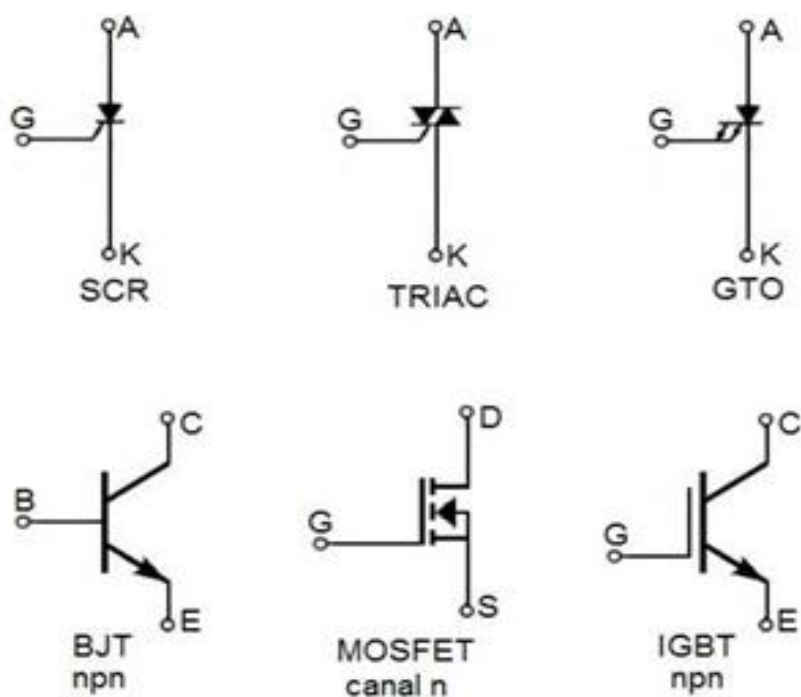


Figura 3.34 - Esquema elétrico de vários dispositivos eletrônicos de comutação.

Tabela 3.1 - Características de vários dispositivos semicondutores de comutação (João Pinho, 2014).

**IGBT**

- Conduz num único sentido, do coletor para o emissor quando é do tipo npn.
- A condução é ativada pela aplicação de uma tensão na gate e conduz enquanto tiver tensão na gate.
- Pode funcionar a elevadas frequências praticamente sem perda de rendimento.

**MOSFET**

- Conduz num único sentido, do dreno para a source quando é do tipo n.
- A condução é ativada pela aplicação de uma tensão na gate.
- Apresenta menores tempos de comutação que o BJT podendo funcionar a altas frequências.
- Perdas de comutação reduzidas, mas perdas de condução significativas.

**BJT**

- Conduz num único sentido, do coletor para o emissor quando é do tipo npn.
- A condução é ativada pela aplicação de uma corrente no terminal base.
- Existe perdas na comutação e perdas reduzidas na condução.
- Consumo no circuito de controlo significativo.

**GTO**

- Conduz num único sentido, do anodo para o catodo.
- Conduz quando sofre uma descarga de corrente na gate.
- Bloqueia a condução quando sofre uma descarga de valores altos de corrente, podendo atingir 33% do valor da corrente que conduz.

**SCR**

- Conduz num único sentido, do anodo para o catodo.
- Conduz quando sofre uma descarga de corrente na gate.
- Bloqueia a condução naturalmente quando a polaridade é invertida.
- Baixo consumo no circuito de controlo.

**TRIAC**

- Permite a passagem da corrente nos dois sentidos.
- Conduz quando sofre uma descarga de corrente na gate.
- Bloqueia a condução naturalmente quando a polaridade é invertida.

### • Conversor *Boost*

O conversor *Boost* é responsável por elevar a tensão, ou seja, a tensão à saída deste conversor tem um valor superior à tensão de entrada, figura 3.35. Tal como no conversor *buck*, este conversor tem duas fases distintas de operação. A primeira em que o interruptor (*SW*) está fechado, funcionando como um curto-circuito, não existindo passagem de corrente pelo diodo, mas efetua a carga da bobine, e a segunda fase, em que o interruptor está aberto e existe condução por parte do diodo, alimentando a resistência, descarregando a bobine. A tensão de saída do conversor é descontínua (Assef, Amauri).

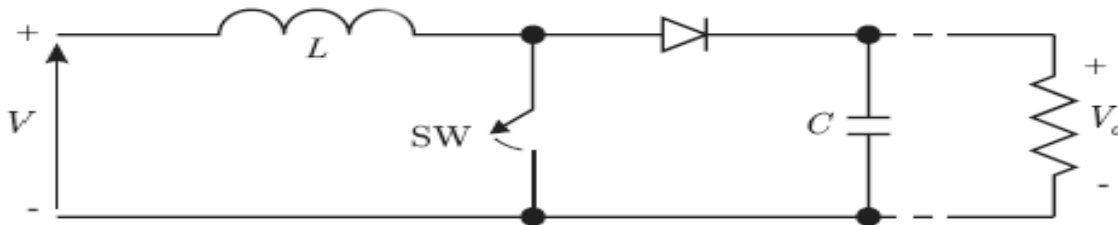


Figura 3.35 - Conversor *Boost*.

A variação da tensão de saída em relação à tensão de entrada pode ser calculada pela variação da corrente na bobine, equação (3.25), ao longo de um período  $T$ , em que o período representa a soma do tempo em que o interruptor está fechado,  $T_{fechado}$ , e o tempo em que o interruptor está aberto,  $T_{aberto}$ , sendo que, quando o interruptor está fechado a variação da corrente na bobine é dada pela equação (3.23) e quando está aberto a variação é dada pela equação (3.24). Pode concluir-se que a tensão de saída é igual ou superior à tensão de entrada dependente do tempo em que o interruptor está fechado (Mohan Ned, 2003).

$$V \equiv V_L = L \times \frac{\Delta i_L}{T_{fechado}} \Leftrightarrow \Delta i_L = \frac{D \times T}{L} \times V \quad (3.23)$$

$$V - V_0 = L \times \frac{\Delta i_L}{T_{aberto}} \Leftrightarrow \Delta i_L = \frac{(1 - D) \times T}{L} (V - V_0) \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} \Delta i_{L_{fechado}} + \Delta i_{L_{aberto}} &= 0 \Leftrightarrow \frac{D \times T}{L} \times V + \frac{(1 - D) \times T}{L} \times (V - V_0) = 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow D \times T \times V + (1 - D) \times T \times (V - V_0) &= 0 \Leftrightarrow D \times V + (1 - D) \times (V - V_0) = 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow -D \times V &= (1 - D) \times (V - V_0) \Leftrightarrow -D \times V - (1 - D) \times V = -(1 - D) \times V_0 \Leftrightarrow \end{aligned} \quad (3.25)$$

$$\Leftrightarrow (D - D + 1) \times V = (1 - D) \times V_0 \Leftrightarrow \frac{V_0}{V} = \frac{1}{1 - D}$$



- **Conversor *buck-boost***

O conversor *buck-boost* representado na figura 3.36, é um conversor que pode funcionar em modo *buck* ou em modo *boost* dependendo do valor de  $D$ , ou opera num modo ou no outro. Se  $D > 0.5$  o conversor opera em modo *boost* se  $D < 0.5$  opera em modo *buck*. Pode ser utilizado para ter uma tensão com polaridade inversa à saída em relação à da entrada, assim obtém-se um período em que a tensão é positiva, e outro período que em vez de ser nula, a tensão é negativa variando entre o valor da tensão na fonte  $V$  e o valor da tensão de saída  $-V_0$ .

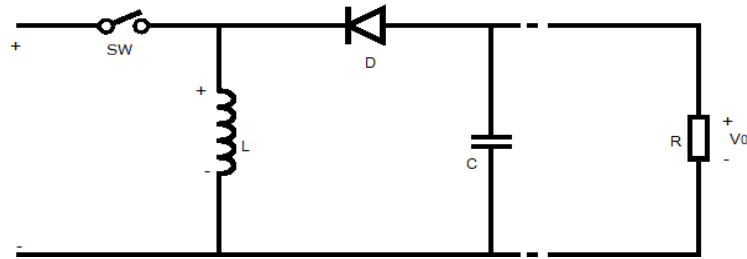


Figura 3.36 - Conversor Buck-Boost.

Tal como nos dois conversores já apresentados, este conversor tem dois estados diferentes de funcionamento, o primeiro em que o interruptor está fechado, ficando o díodo inversamente polarizado, não permitindo a passagem de corrente, deste modo a tensão de entrada  $V$  carrega a bobine. O segundo período ocorre quando o interruptor abre, o díodo fica polarizado diretamente permitindo a passagem de corrente, causando a descarga da bobine, alimentando a carga. O valor da relação da tensão de saída em relação à tensão de entrada é dada pela equação (3.28), e é obtida através do calculo da variação da corrente na bobine quando o interruptor está fechado, equação (3.26) somando a variação da corrente na bobine quando o interruptor está aberto, equação (3.27) (Mohan Ned, 2003).

$$V \equiv V_L = L \times \frac{\Delta i_L}{T_{\text{fechado}}} \Leftrightarrow \Delta i_L = \frac{D \times T}{L} \times V \quad (3.26)$$

$$-V_L - V_0 = 0 \Leftrightarrow V_L = -V_0 \Leftrightarrow V_0 = -L \times \frac{\Delta i_L}{T_{\text{aberto}}} \Leftrightarrow \Delta i_L = -\frac{(1-D) \times T}{L} \times V_0 \quad (3.27)$$

$$\begin{aligned} \Delta i_{L_{\text{fechado}}} + \Delta i_{L_{\text{aberto}}} &= 0 \Leftrightarrow \frac{D \times T}{L} \times V - \frac{(1-D) \times T}{L} \times V_0 = 0 \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow D \cdot T \times V - (1-D) \times T \times V_0 = 0 \Leftrightarrow D \times V = (1-D) \times V_0 \Leftrightarrow \frac{V_0}{V} = \frac{D}{1-D} \end{aligned} \quad (3.28)$$

### 3.7.2 Inversor

O segundo nível do inversor fotovoltaico é o do bloco inversor, responsável por efetuar a conversão de corrente contínua em corrente alternada, com as características da rede elétrica ao qual irá ser ligado. Existem diversos tipos de inversores em ponte completa, um exemplo de inversor de ponte completa é apresentado na figura 3.37, sendo que neste trabalho são referidas as quatro topologias mais comuns utilizadas para efetuar a conversão de DC para AC monofásico, que são a ponte completa, H5, HEIRC e H6.

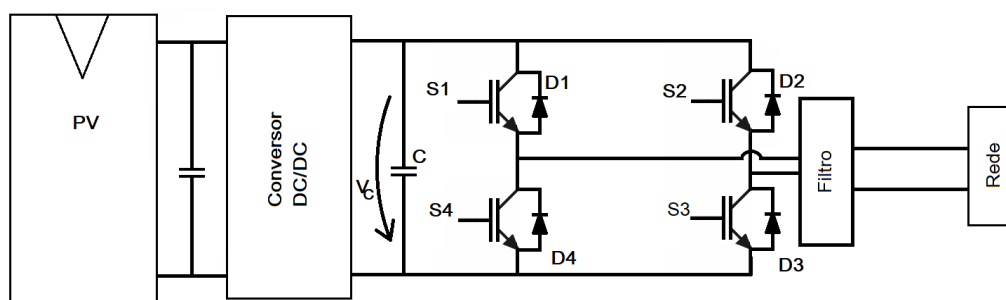


Figura 3.37 - Exemplo de um inversor em ponte completa.

Este inversor de ponte completa permite obter aos seus terminais de saída, uma tensão com valor máximo de  $V_c$  e mínimo de  $V_c$ , o que para conexões monofásicas à nossa rede elétrica, requer que  $V_c$  tenha o valor de 240 V com uma tolerância de +10 % e - 15 % do valor nominal, o que obriga a uma robustez dos equipamentos a utilizar. Neste caso, os diversos IGBT's, diodos, condensadores e bobines utilizados. A ativação dos IGBT's é conseguida através da aplicação de impulso PWM do inglês *Pulse width Modulation Control*, que vai ser estudado no ponto 3.7.4.

Durante o semi-ciclo positivo da onda de saída, o IGBT 1 e o IGBT 3 estão ativos, ou seja, sofre um impulso em S1 e S3, quando o impulso termina eles desligam. Os diodos em paralelo com cada IGBT servem para dissipar qualquer tensão que fique no circuito, assim protegem os IGBT's contra correntes contrárias podendo estas ter um alto valor numérico além de proteger contra tensões parasitas no circuito. Além disso é possível efetuar a tensão de 0 V à saída através da desativação do IGBT 3, assim a corrente flui pelo IGBT 1 e pelo diodo 2 fechado o circuito, funcionando em roda livre. Outra combinação possível para obter uma tensão nula durante o semi-ciclo positivo é o IGBT 1 estar ao corte e o IGBT 3 estar a conduzir, assim o circuito irá ser fechado pelo diodo 4, operando em roda livre.

Durante o outro semi-ciclo da onda, a parte negativa da onda de saída, o IGBT 2 e o IGBT 4 estão ativos, ou seja, sofre um impulso em S2 e S4, quando o impulso termina eles desligam. Também é possível ter uma tensão de 0 V à saída através da desativação do IGBT 4, assim a corrente flui pelo IGBT 2 e pelo diodo 1 fechado o circuito. Outra combinação possível seria o IGBT 4 estar ao corte e o IGBT 2 estar a conduzir, assim o circuito irá ser fechado pelo diodo 3, estas duas combinações permitem o funcionamento em roda livre.

- **Inversor de ponte completa H5**

Pode-se afirmar que a ponte H5 é uma evolução da ponte em H, ou seja, é incrementado mais um IGBT com um diodo em antiparalelo, ou outro semicondutor de comutação, na fase positiva antes da ponte em H, como visualizado na figura 3.38. Deste modo não existe a passagem de uma corrente de fugas para os módulos fotovoltaicos acoplados ao inversor fotovoltaico com esta tecnologias de inversão.

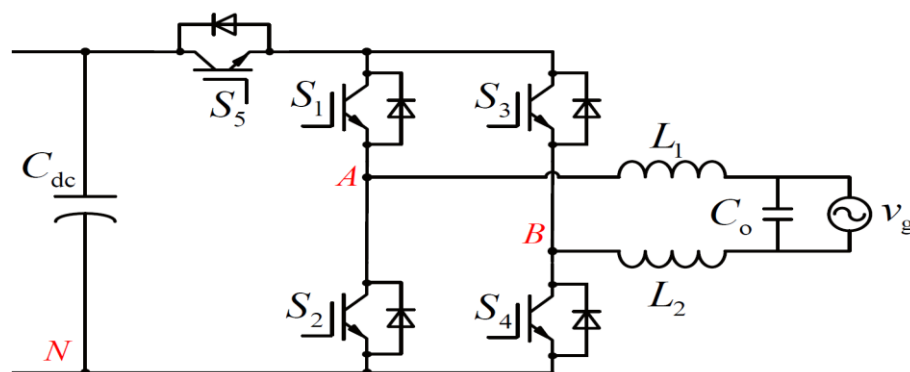


Figura 3.38 - Inversor H5 (Li Zhang, 2014).

Esta topologia em relação à de ponte completa com quatro semicondutores de comutação apresenta perdas superiores, visto que para estar a operar, terá obrigatoriamente de ter três semicondutores de comutação a operar.

Esta ponte H5, tem dois modos de funcionamento no semi-ciclo positivo, como demonstrado na figura 3.39, em que a tensão de saída varia entre  $V_c$  e 0. Um modo em que existe a entrega de potência à rede e outro modo em que funciona em modo de roda livre e a tensão de saída é de 0 V. Durante o modo de entrega de potência à rede, os IGBT's 1, 4 e 5 estão ativos simultaneamente e os restantes estão ao corte, ou seja, mantêm no seu terminar gate, S1, S4 e S5 uma tensão controlada por PWM, figura 3.41. A corrente flui dos módulos fotovoltaicos através do IGBT 5, depois pelo IGBT 1, passando pela rede e depois pelo IGBT 4, fechando assim o circuito. No modo de

roda livre os IGBT's 4 e 5 são colocados ao corte juntamente com os restantes que já estavam ao corte, ou seja, o controlo PWM retira dos terminais S4 e S5 a tensão que mantinha para que estes operassem. Assim a corrente flui pelo IGBT 1 e pelo diódo 3 até a carga das bobines esteja dissipada, estas bobines estão presentes no filtro à saída do inversor que tem a função de remover o ruído presente no sinal de saída do inversor, evitando que esta corrente circule no sentido dos módulos fotovoltaicos (Li Zhang, 2014).

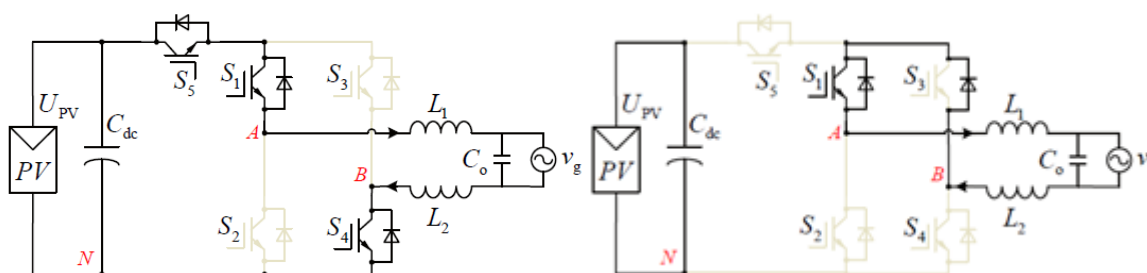


Figura 3.39 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em rodas livres (Li Zhang, 2014).

Igualmente, no semi-ciclo negativo, onde a tensão de saída varia entre 0 e  $-V_c$ , existem dois modos de operação, um em que ocorre a entrega de potência à rede e outro modo de rodas livres, figura 3.40. No modo de entrega de potência à rede, os IGBT's 2, 3 e 5 sofrem simultaneamente nos interruptores S2, S3 e S5 uma tensão controlada por PWM, como pode ser visualizado na figura 3.41, que os mantêm operacionais sendo que os restantes estão ao corte. A corrente flui dos módulos fotovoltaicos através do IGBT 5, passando de seguida pelo IGBT 3, depois pela rede, ficando o circuito fechado pelo IGBT 2. Na etapa de rodas livres, os IGBT's 5 e 2 são colocados ao corte, simultaneamente aos que já se encontravam ao corte, ou seja, é retirada a tensão existente em S5 e S2 pelo controlo PWM, do inglês *Pulse Width Modulation*, assim a carga armazenada nas bobines é dissipada através do circuito de rodas livres composto pelo diódo 1 e pelo IGBT 3 (Li Zhang, 2014).

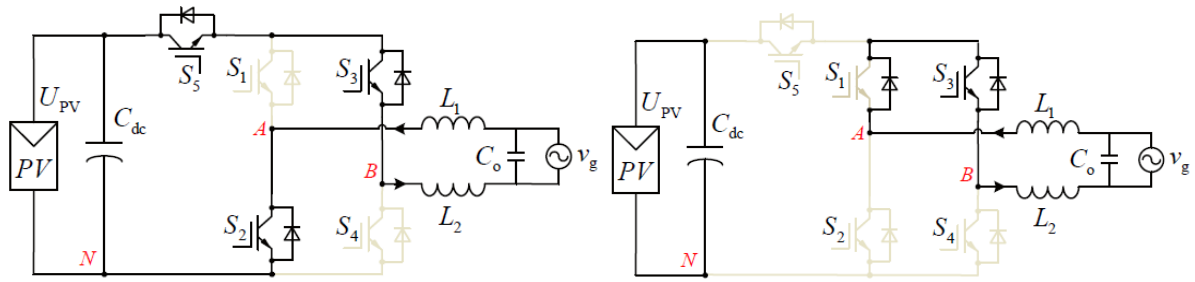


Figura 3.40 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014).

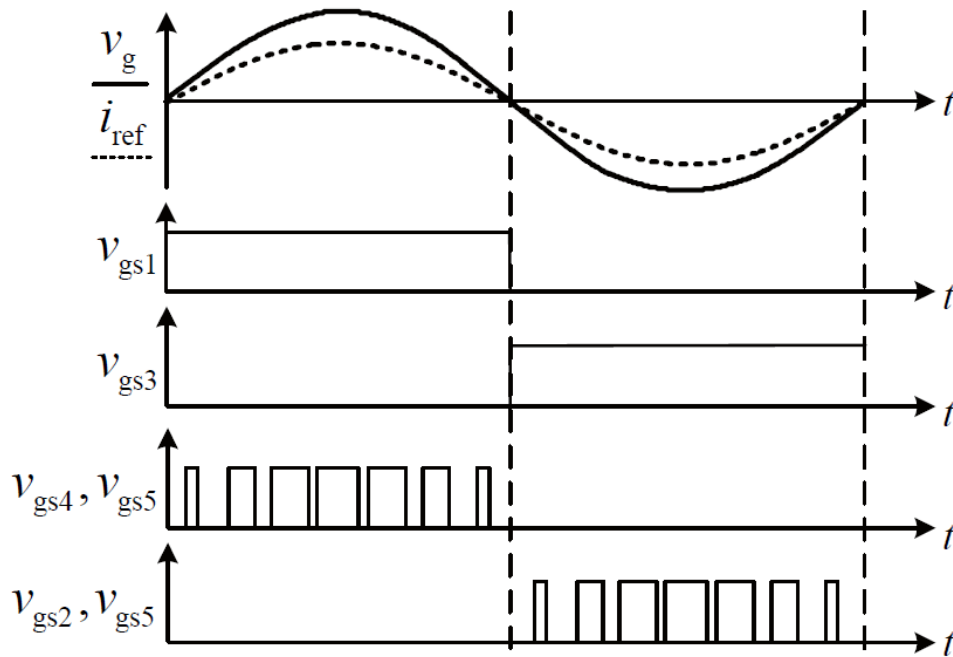


Figura 3.41 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Li Zhang, 2014).

#### • Inversor HERIC

Este inversor é composto por seis IGBT's, com cada IGBT associados a um diódo em antiparalelo, ou outro semiconductor eletrónico. Sendo que quatro deles compõem a ponte em H e os restantes IGBT's são colocados em paralelo com a saída da ponte, sendo que com sentidos de condução contrários, como é visualizado na figura 3.42. O nome desta ponte HERIC deriva das iniciais em inglês de *Highly Efficient Reliable Inverter Concept*.

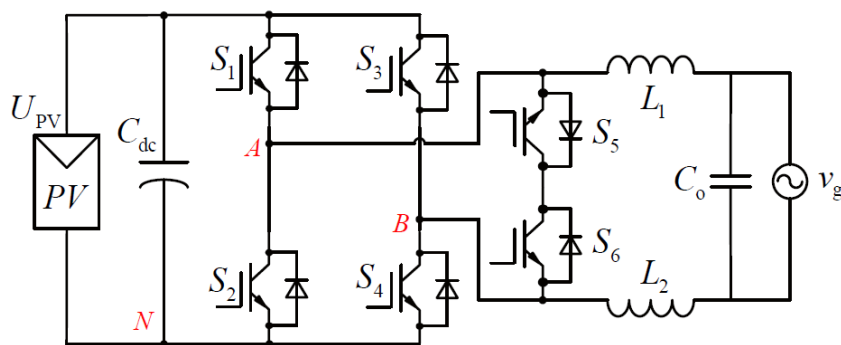


Figura 3.42 - Inversor HERIC. (Li Zhang, 2014)

Este tipo de inversor tem a vantagem de quando está a operar no modo de passagem de potência para a rede, a corrente só flui por dois IGBT's, assim as perdas de condução são menores comparadas com o inversor H5. A adição deste dois IGBT's serve para criar um novo caminho para as etapas de roda livre sem que exista uma corrente de fugas que retorna aos módulos fotovoltaicos.

Tal como no inversor H5, existe dois modos de operação para o semi-ciclo positivo e outros dois modos de operação para o semi-ciclo negativo. Em relação aos modos do semi-ciclo positivo, quando o inversor está a operar no modo de entrega de potência à rede, a tensão de saída varia entre 0 e  $V_C$ , os IGBT's 1, 4 e 5 estão a operar, os restantes estão ao corte, como pode ser visualizar na figura 3.45. Embora a corrente só circule pelo IGBT 1 e 4. Quando está a operar no modo roda livre, a tensão de saída é 0 V, os IGBT's 1 e 4 são colocados ao corte juntamente com os que já se encontravam neste estado, sendo o circuito fechado pelo IGBT 5, que continua a operar, e pelo diódo 6, deste modo não existe uma corrente de fugas a transitar para os módulos fotovoltaicos, tal como é representado na figura 3.43 (Li Zhang, 2014).

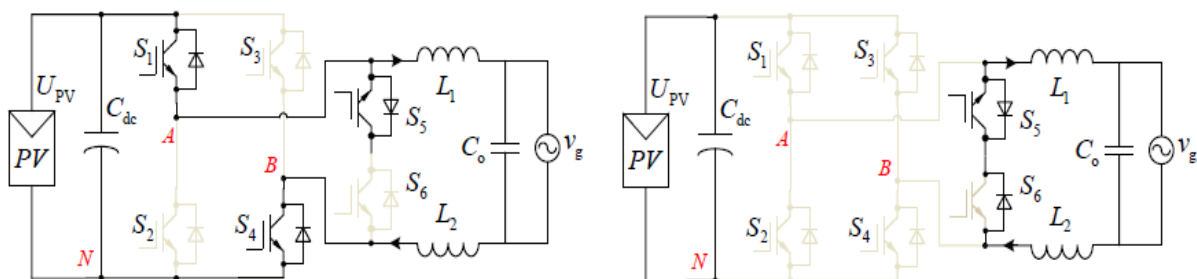


Figura 3.43 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014).

Os modos de operação no semi-ciclo negativo são simétricos. Assim, quando existe a entrega de potência à rede, a tensão de saída varia entre 0 e  $-V_C$ , os IGBT's 2, 3 e 6

estão operacionais e os restantes ao corte, como pode ser visualizado na figura 3.45, embora a corrente só circule pelos IGBT's 3 e 2. Quando está a operar em modo roda livre a corrente circula pelo IGBT 6 e pelo diódo 5, os outros IGBT's são colocados ao corte, como é visualizado na figura 3.44. A tensão de saída quando opera em modo roda livre é de 0 V (Li Zhang, 2014).

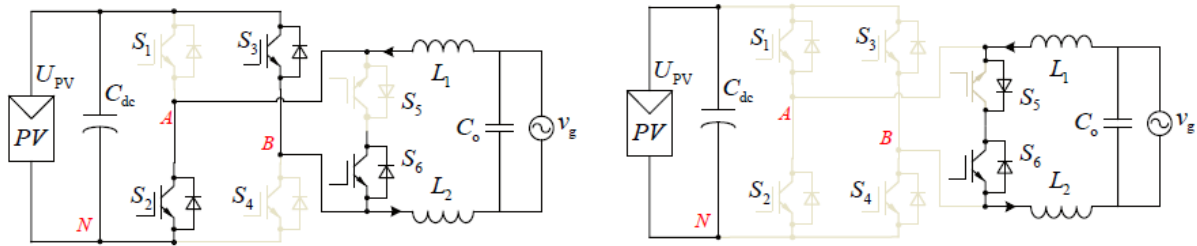


Figura 3.44 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Li Zhang, 2014).

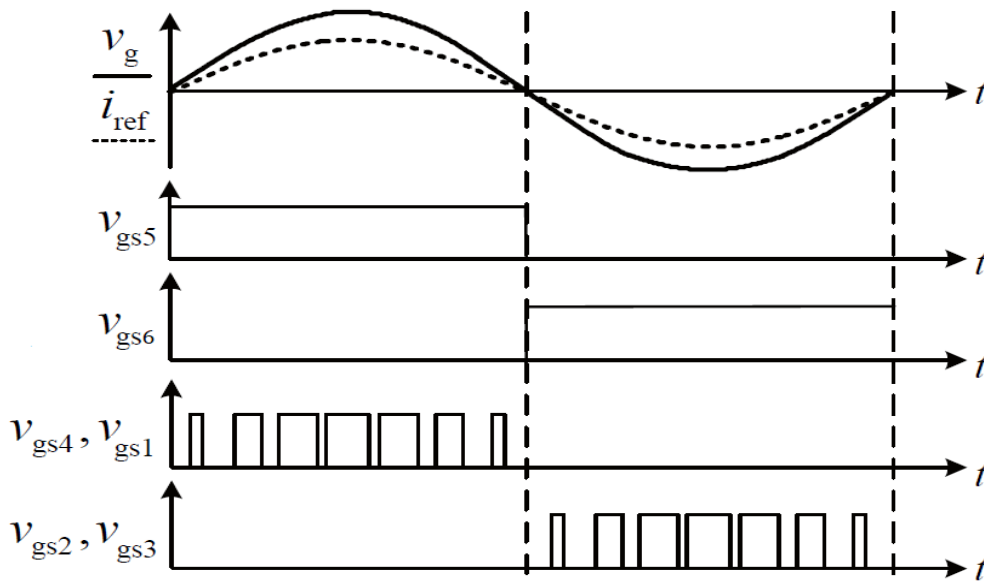


Figura 3.45 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Li Zhang, 2014).

- **Inversor de ponte completa H6**

A topologia de inversor H6 deriva da topologia H5, visto que, foi incrementado mais um IGBT com um diódo em antiparalelo, ou outro semiconductor eletrónico, permitindo que na parte negativa da onda de saída, a corrente só passa por dois IGBT's e não três como acontece na ponte H5, embora na parte positiva da onda tenha o mesmo comportamento que na ponte H5. Existe alguma diversidade de inversores H6 com circuitos diferentes, na figura 3.46 é apresentado um circuito de um inversor H6.

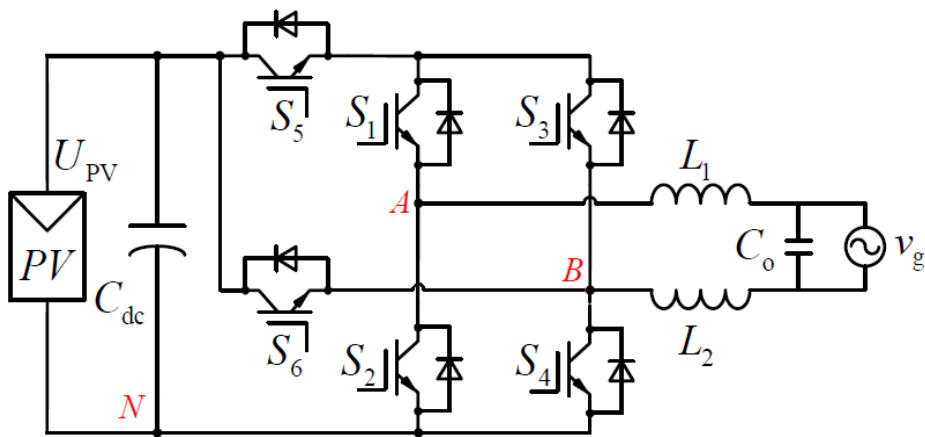


Figura 3.46 - Inversor H6 (Aparna Das, 2017).

Durante o semi-ciclo positivo, existem duas etapas diferentes, uma em que existe a passagem de potência para a rede, sendo que nesta a tensão de saída varia entre  $V_C$  e 0 V, e uma etapa de roda livre em que a tensão de saída é de 0 V, tal como pode ser visualizado na figura 3.47. Na figura 3.49 é demonstrado os IGBT's que são colocados operacionais durante todo o ciclo, embora no semi-ciclo positivo quando existe a entrega de potência à rede, só os IGBT's 1, 4 e 5 estão ativos e na etapa de roda livre só o IGBT 1 está ativo (Aparna Das, 2017).

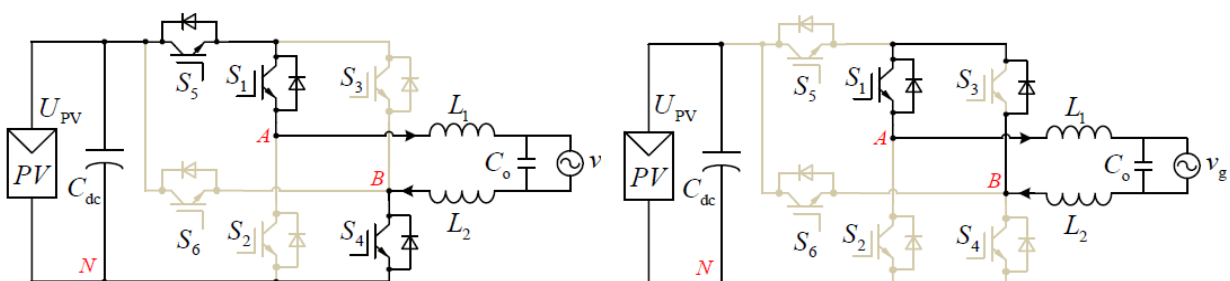


Figura 3.47 - IGBT's a operar no semi-ciclo positivo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Aparna Das, 2017).

Durante o semi-ciclo negativo também ocorrem duas etapas diferentes, em que numa existe a passagem de potência para a rede, sendo que nesta a tensão de saída varia entre  $-V_C$  e 0 V, e uma etapa de roda livre em que a tensão de saída é de 0 V, como é visível na Figura 3.48. Na figura 3.49 é demonstrado o comportamento dos IGBT's no semi- ciclo negativo quando existe a entrega de potência à rede, os IGBT's 2, 3 e 6 estão ativos embora a corrente só percorra o IGBT 2 e 6, deste modo as perdas de condução são inferiores à do inversor H5 quando opera no mesmo semi-ciclo e na etapa de roda livre só o IGBT 3 está ativo (Aparna Das, 2017).



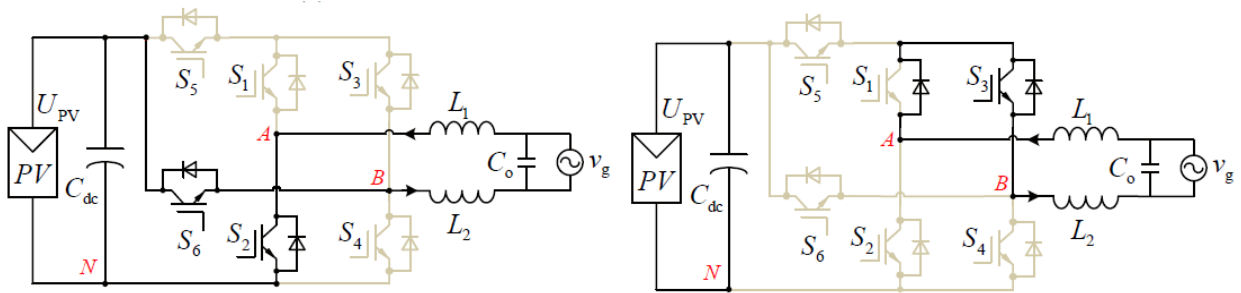


Figura 3.48 - IGBT's a operar no semi-ciclo negativo do controlo PWM. À esquerda o funcionamento quando os IGBT's estão comutados e à direita quando está a operar em roda livre (Aparna Das, 2017).

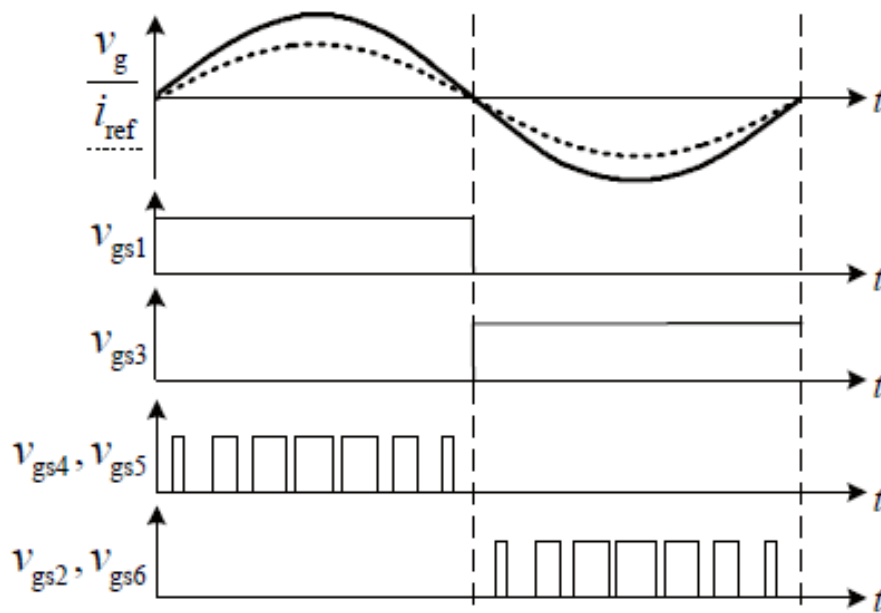


Figura 3.49 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência unitário (Aparna Das, 2017).

Embora normalmente os inversores fotovoltaicos funcionem com um fator de potência unitário, eles também podem funcionar com um fator de potência diferente da unidade, tendo algumas diferenças no tempo de comutação de cada IGBT como pode ser visualizado no exemplo da figura 3.50, que demonstra o funcionamento de um inversor em ponte H6 quando não é pretendido um fator de potência unitário (Li Zhang, 2014).

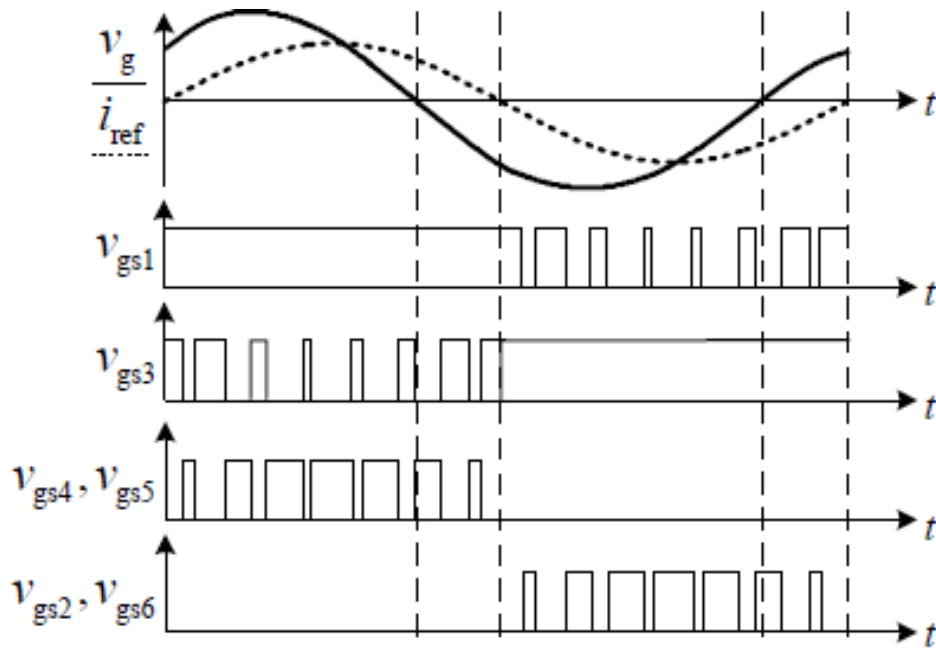


Figura 3.50 - Tensão controlada por PWM inserida na gate de cada IGBT para um fator de potência diferente de um (Li Zhang, 2014).

- **Inversor trifásico**

Para se implantar um inversor trifásico pode-se recorrer a duas formas distintas, uma é considerar três inversores monofásicos em cascata, como demonstrado na figura 3.51, ou implementar os diversos tipos de pontes referidas anteriormente e em vez de ser uma ponte em H é utilizada uma ponte trifásica, tendo como exemplo a figura 3.52 e a figura 3.53 (Xiaoqiang Guo, 2015), (Guo, 2017).

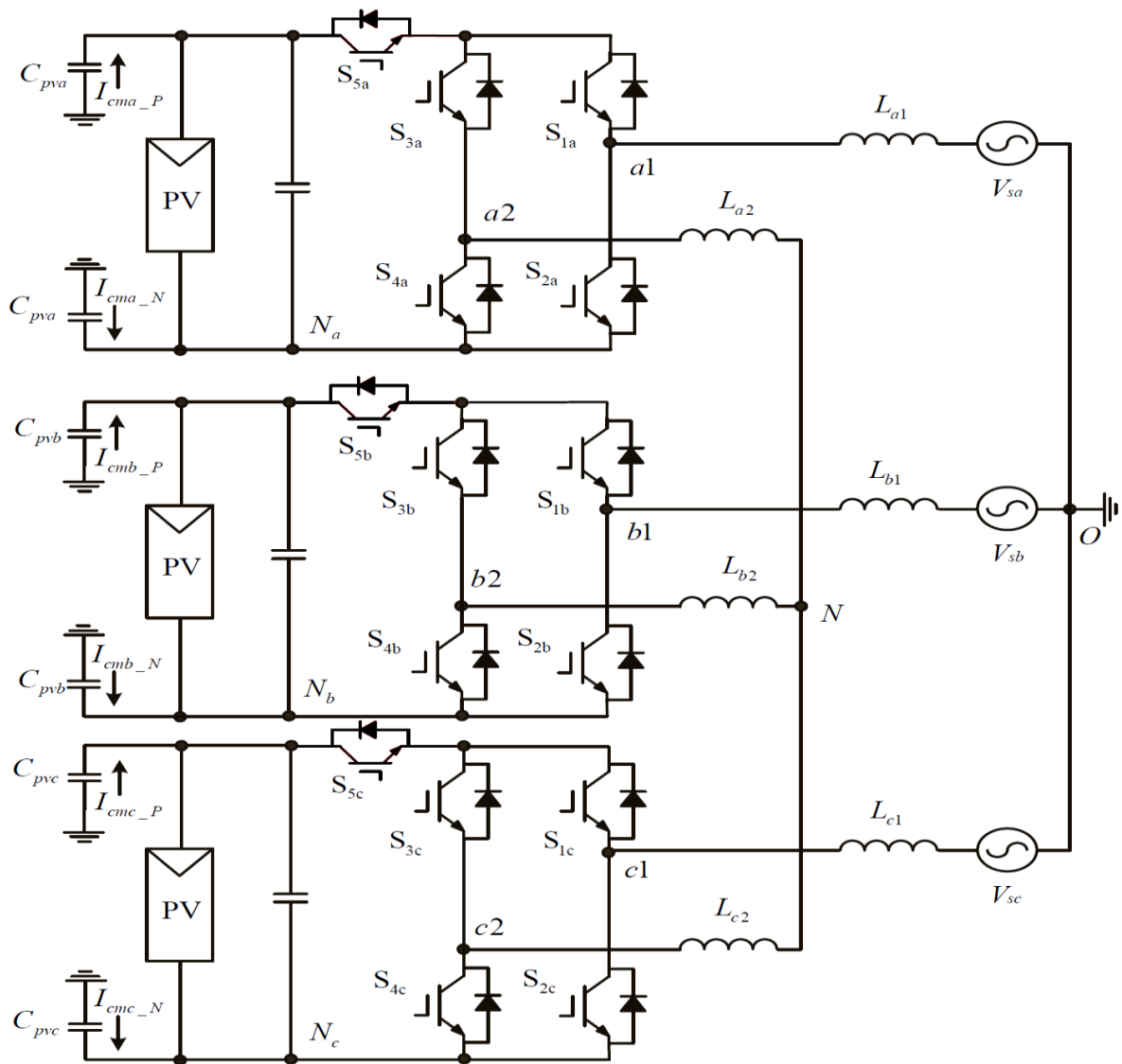


Figura 3.51 - Exemplo de três inversores H5 em cascata perfazendo à sua saída um sistema trifásico (Guo, 2017).

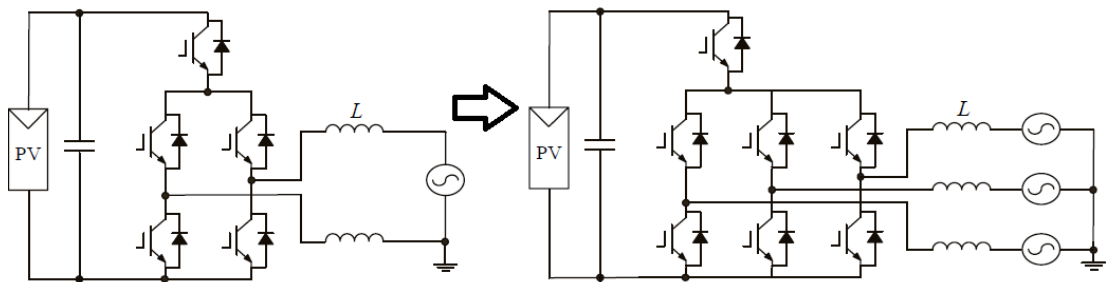


Figura 3.52 - Inversor H5 à esquerda e o seu homologo trifásico à direita (Xiaoqiang Guo, 2015).

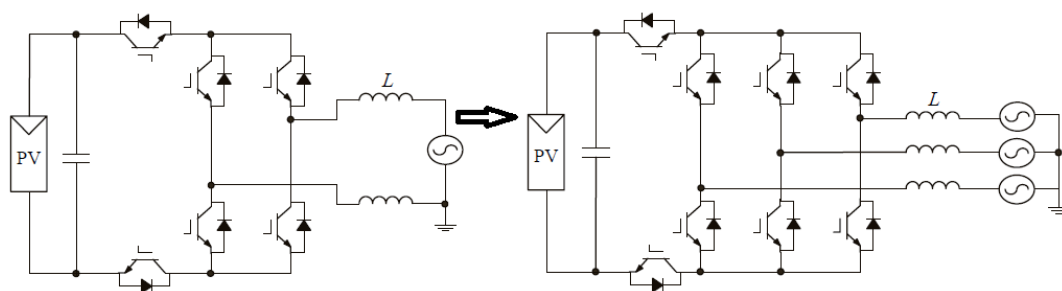


Figura 3.53 - Inversor H6 à esquerda e o seu homologo trifásico à direita (Xiaoqiang Guo, 2015).

Para efetuar a ligação do neutro numa ponte trifásica pode-se recorrer há adição entre o condensador e a ponte trifásica de dois IGBT's com díodo em antiparalelo, ou outro semicondutor eletrónico, e a ligação do neutro é efetuada entre esses dois IGBT's colocados como é demonstrado na figura 3.54 (Zhong & Feng, 2016).

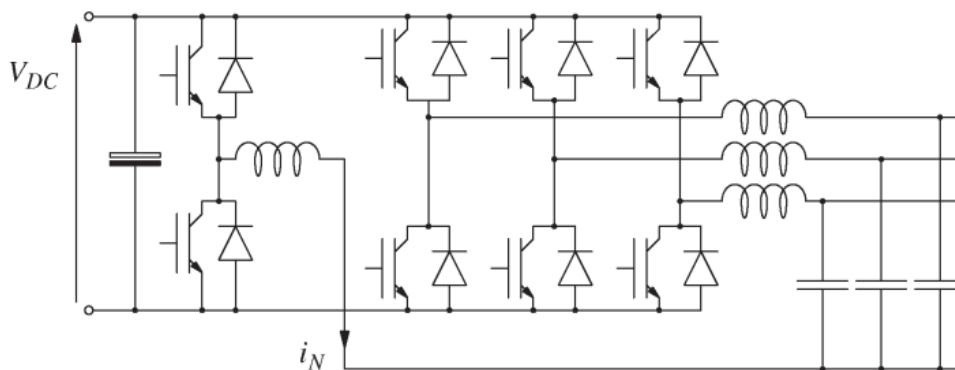


Figura 3.54 - Inversor de ponte trifásica com neutro (Zhong & Feng, 2016).

### 3.7.3 Controlo MPPT

O controlo MPPT, sigla que deriva do inglês *Maximum Power Point Tracker*, que significa em português Seguidor do Ponto de Potência Máxima. Como já referido anteriormente a produção fotovoltaica oscila de acordo com as condições atmosféricas a que estão sujeitos, assim é necessário procurar continuamente o ponto onde a sua potência é máxima para as condições a que estão sujeitas, então houve a necessidade de criar um algoritmo MPPT que procura este ponto de modo a maximizar a produção fotovoltaica. Este algoritmo é utilizado no controlo implementado no conversor DC/DC, figura 3.55, se o inversor fotovoltaico for de dois ou mais níveis, ou no inversor DC/AC que compõem o inversor fotovoltaico se for só de um nível. Existe uma grande diversificação de algoritmos MPPT, dentro dos quais o algoritmo de perturbar e observar, condutância incremental e tensão constante. Com a utilização de

o algoritmo de MPPT no inversor é possível um incremento na produção de 20% (Yinan Sun, 2017), (Yan Rodrigues de Sousa, 2016).

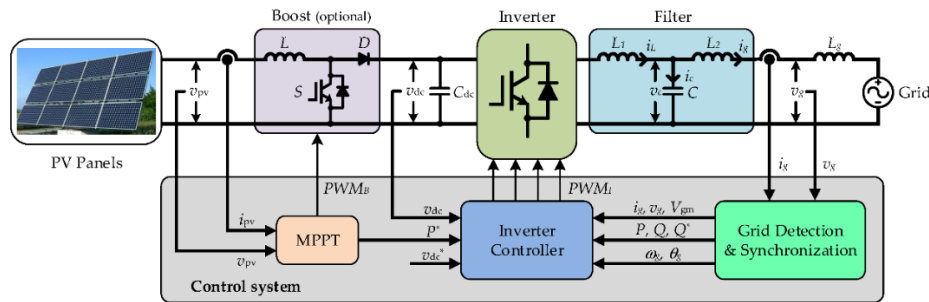


Figura 3.55 - Esquema de controle de um inversor fotovoltaico conectado à rede.

Os inversores hoje em dia além da forma de ligação, conectados à rede ou desconectados da rede, também são classificados de acordo com o número de MPPT que têm, ou seja, quanto mais MPPT's tiver o inversor melhor, visto que cada MPPT controla um número de *strings* de acordo com a potência do inversor com as mesmas condições de instalação, ou seja, se o inversor seja equipado com dois MPPT's significa que pode ter-se diversas *strings* conectadas aos dois MPPT. As *strings* que estão ligadas no mesmo MPPT têm de ter as mesmas características de montagem (tais como orientação, inclinação) e o número de módulos iguais, mas entre MPPT's diferentes podem ser utilizados módulos diferentes com configurações diferentes. Por outro lado, a existência de mais que um MPPT permite que se houver algum problema nalguma das *strings* conectada a um dos MPPT's, só esse MPPT sofrerá um decréscimo de produção uma vez que o outro MPPT não é afetado (Yan Rodrigues de Sousa, 2016).

- **MPPT de tensão constante**

É o método mais simples de efetuar o seguimento de potência máximo tendo por base um método de interação da tensão. Inicialmente é efetuado o desacoplamento das *strings* ligadas nesse MPPT para ser efetuada a medição da tensão de circuito aberto,  $V_{AC}$ , das *strings* ligadas nesse MPPT. De seguida é calculado o valor da tensão do ponto de máxima potência,  $V_{MPPT}$ , através da relação existente entre a o valor de  $V_{AC}$  e  $V_{MPPT}$  que se cifra na ordem dos 76% de  $V_{AC}$ , este valor é independente das condições atmosféricas a que os módulos fotovoltaicos estão sujeitos. Como é efetuada a relação entre as duas de 76%, vai existir um erro em regime permanente visto que esta relação para implementação seja constante na realidade não o é.

Este tipo de método tem uma outra limitação, visto que sempre que calcula  $V_{AC}$  necessita de efetuar o desacoplamento das *strings* ao inversor, o que leva à paragem de produção (Mohamed A. Eltawil, 2013), (Bidyadhar Subudhi, 2013).

- **MPPT de condutância incremental**

Este método é um dos mais implementados em inversores fotovoltaicos, sendo que apresenta bons resultados quer em regime permanente, quer em rápidas mudanças de radiação, o que melhora o desempenho do inversor, aumentando a produção fotovoltaica. Este método segue a curva característica de tensão-potência, figura 3.56 (Mohamed A. Eltawil, 2013), (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).

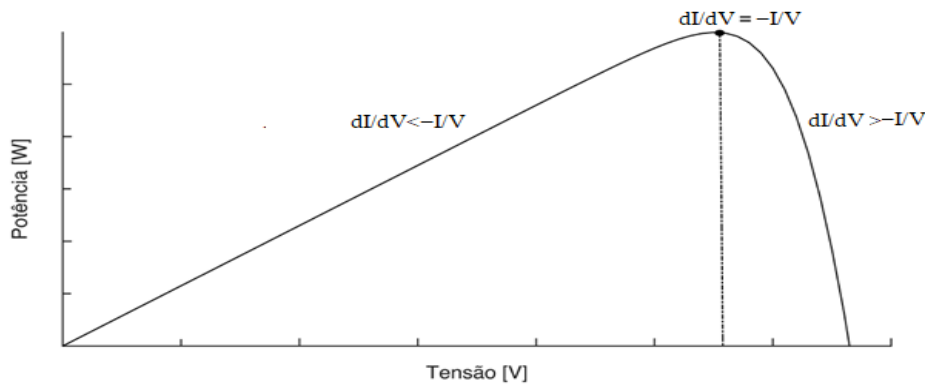


Figura 3.56 – Curva característica potência-tensão para o MPPT de condutância incremental (Yan Rodrigues de Sousa, 2016).

O ponto de máxima potência, PMP, é dado por um declive nulo, sendo dado pela equação (3.29), em que a derivada no ponto de PMP é nula, a derivada da corrente e a derivada da tensão representam a diferença entre os valores iniciais (*Ponto<sub>k-1</sub>*), e depois da perturbação (*Ponto<sub>k</sub>*) (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = I + V \times \frac{dI}{dV} = 0 \quad (3.29)$$

Assim pela equação (3.29) quando o MPPT está a operar no PMP a divisão da derivada da corrente com a derivada da tensão toma o valor de  $-\frac{I}{V}$ , como é traduzido na equação (3.30), os valores de  $I$  e  $V$  são medidas instantâneas antes de ocorrer a perturbação (*Ponto<sub>k-1</sub>*) (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).

$$I + V \times \frac{dI}{dV} = 0 \Leftrightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (3.30)$$

Se o MPPT estiver a operar à esquerda do PMP então a derivada tomará um valor superior a  $-\frac{I}{V}$ . Se o MPPT estiver a operar à direita do PMP a derivada irá tomar um valor inferior a  $-\frac{I}{V}$  (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).

O algoritmo de implementação deste tipo de MPPT pode ser visualizado na figura 3.57. Este método tem como desvantagem ter um algoritmo com alguma complexidade que provoca um aumento no tempo de processamento deste algoritmo, aumentando o tempo entre amostras, isto é, entre leituras, além de poder provocar oscilações perto do PMP devido ao ruído, erros de medições e também de mudanças atmosféricas repentinas (F.E. Tahiri, 2016).

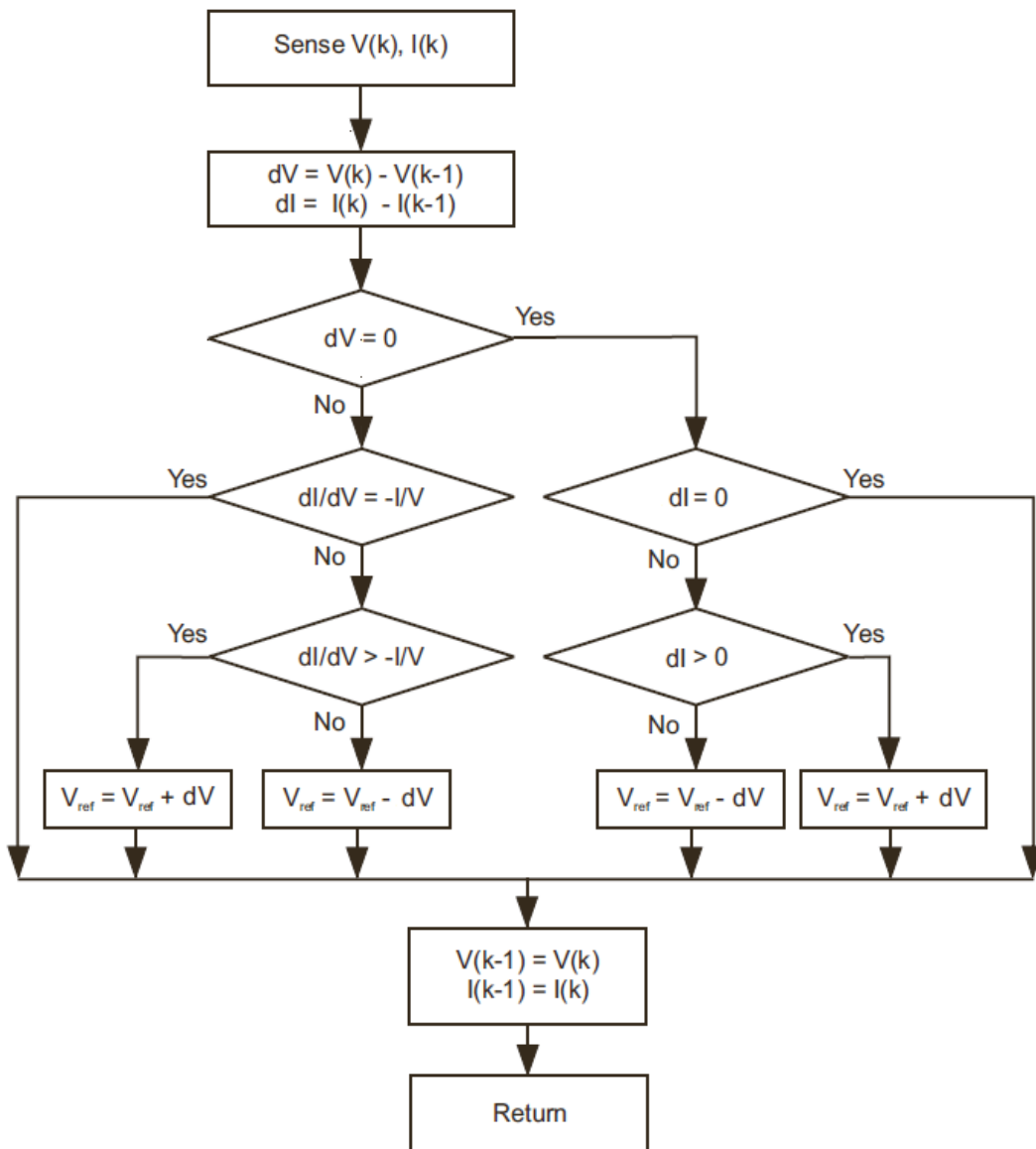


Figura 3.57 – Algoritmo de implementação do MPPT de condutância incremental (M. C. Cavalcanti, 2006).

- **MPPT perturbar e observar**

Este tipo de MPPT é o mais utilizado em inversores fotovoltaicos pois é de fácil implementação, sendo baseado na variação da potência gerada pelos módulos fotovoltaicos. Embora seja menos rápido a responder a alterações climáticas do que o MPPT de condutância incremental, pode também responder em sentido contrário ao PMP novo causado pelas alterações climáticas e tem a presença de erro em regime permanente. Este método tal como o método de MPPT apresentado anteriormente segue a curva característica dos módulos fotovoltaicos de tensão-potência como é visível na figura 3.58 (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).

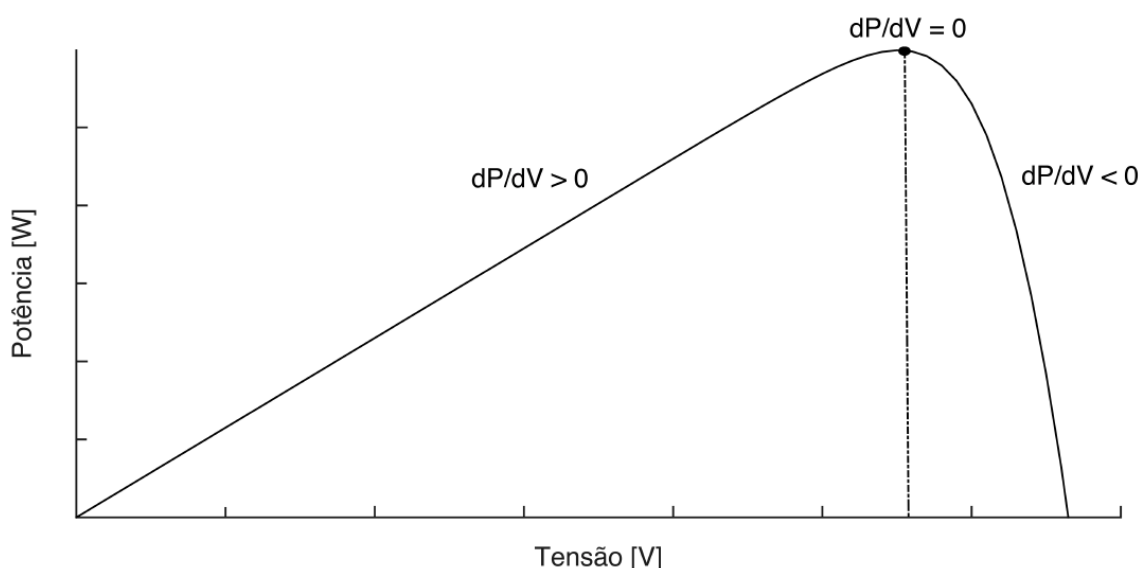


Figura 3.58 - Curva caraterística potência-tensão para o MPPT perturbar e observar (Yan Rodrigues de Sousa, 2016).

Este método efetua a leitura da corrente e tensão e realiza o cálculo da potência naquele dado instante em que foi efetuada a leitura desses valores. Depois efetua comparações entre a potência que foi lida naquele instante,  $P_K$ , e a potência anterior à perturbação,  $P_{K-1}$ , de seguida faz comparações entre a tensão antes da perturbação com a nova tensão, dependendo do resultado das comparações, é efetuada um incremento ou decremento na tensão de referência que está a ser utilizada, como pode ser visualizado no diagrama presente na figura 3.59 (Bidyadhar Subudhi, 2013), (F.E. Tahiri, 2016).



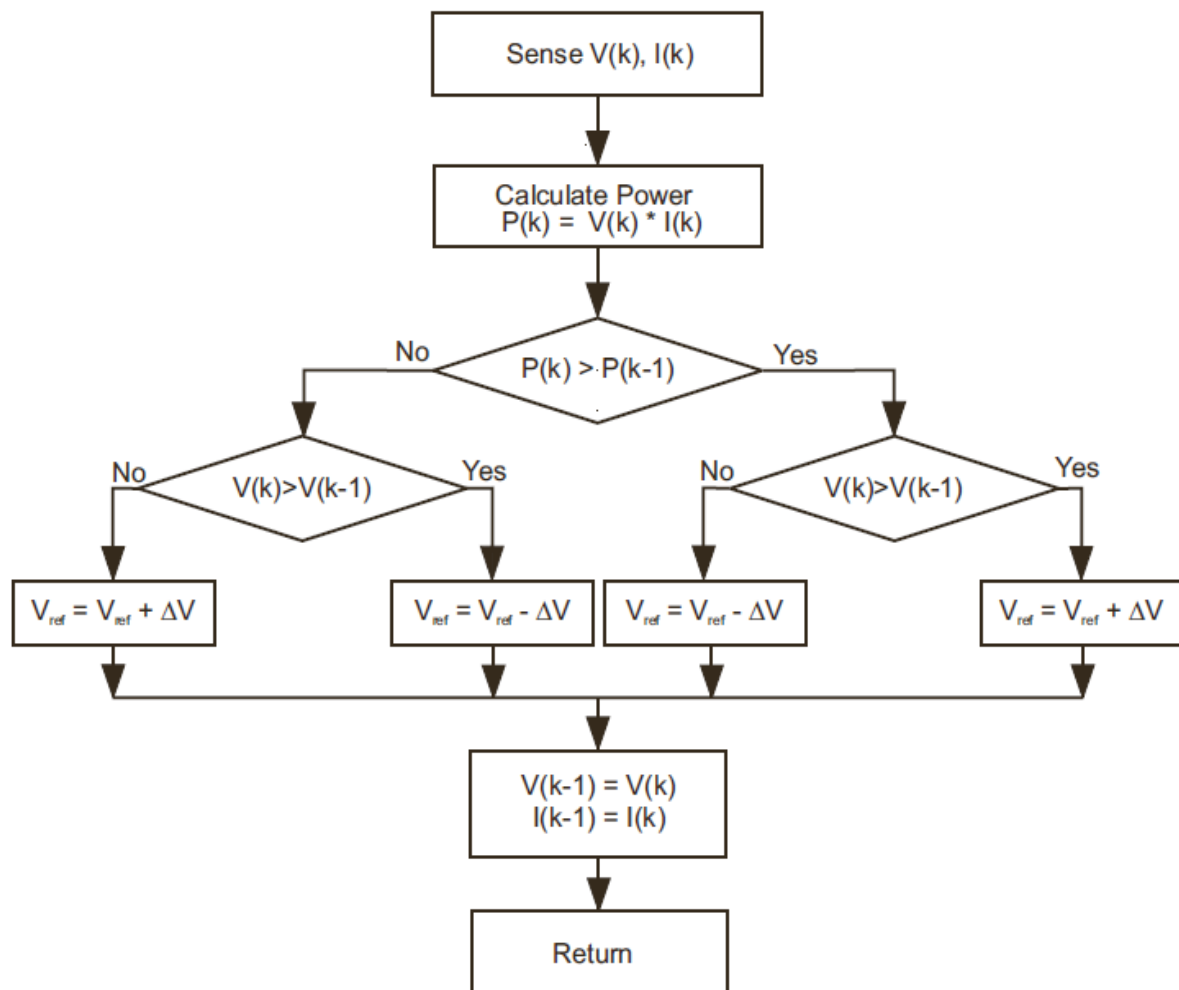


Figura 3.59 - Algoritmo de implementação do MPPT perturbar e observar (M. C. Cavalcanti, 2006).

### 3.7.4 Controle PWM

O controle PWM, que advém do inglês *Pulse Width Modulation*, que significa em português modulação por largura de pulso, é uma técnica aplicada para controle de conversores DC-DC e inversores DC/AC. Esta técnica consiste em efetuar uma comparação entre dois sinais distintos, um é o sinal de baixa frequência, sinal de referência, e um sinal de alta frequência, sinal portador, o resultado da combinação destes dois sinais é um sinal alternado de frequência constante. ( Modulação PWM)

O sinal de referência a utilizar dependendo do sinal que se pretende à saída, ou seja, para um conversor DC-DC o sinal de referência é um sinal de tensão contínua, já no caso de se pretender controlar um inversor DC-AC com saída monofásica o sinal de referência é um sinal sinusoidal com uma frequência de 50 Hz, sendo que se o inversor for de saída trifásica, existe a necessidade de se utilizar três sinais sinusoidais com

uma frequência de 50 Hz cada um mas com um desfasamento entre cada um de  $120^\circ$  (Modulação PWM).

O sinal portador como já referido é um sinal de alta frequência, na ordem os kHz sendo responsável pelo *duty cycle* e pela comutação dos diversos semicondutores eletrônicos que compõem quer o conversor DC-DC quer o inversor DC-AC, para existir uma boa reprodução do sinal de saída é necessário que esta frequência seja pelo menos dez vezes superior à frequência do sinal de referência, embora que pelo teorema de *Nyquist* a frequência mínima do sinal portador é de duas vezes a frequência do sinal de referência. Quando esta técnica é aplicada no controlo de um conversor DC-DC, o sinal portador é um sinal dente-de-serra, quando é aplicada ao controlo de um inversor DC-AC, o sinal portador é um sinal triangular, como representado na figura 3.60, o sinal a verde é o sinal portador, a vermelho o sinal de referência e a azul o sinal PWM para controlo dos diversos semicondutores eletrônicos que formam o inversor DC-AC (Modulação PWM).

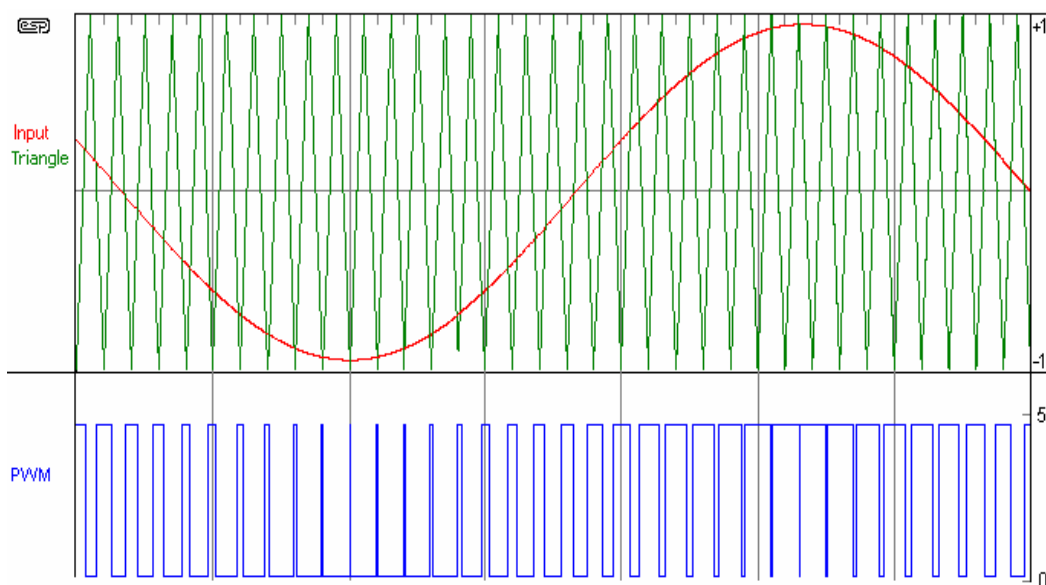


Figura 3.60 - Exemplo de um controlo PWM para um sinal alternado à saída do inversor.

Para efetuar a comparação entre o sinal portador e o sinal de referência é utilizado um modulador de sinal, como pode ser visualizado no exemplo da figura 3.61, embora os circuitos de controlo PWM sejam mais complexos do que o comparador de sinais apresentado.

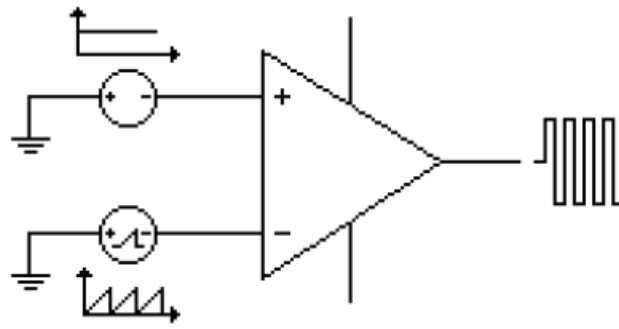


Figura 3.61 - Modelador de sinais para controlo de um conversor DC-DC.



## **4. Legislação para sistemas fotovoltaicos**

Neste capítulo será abordada a legislação para os sistemas fotovoltaicos atual bem como a evolução da legislação para estes sistemas em Portugal.

### **4.1 Contextualização histórica**

Para contrariar a dependência de combustíveis fósseis, e de modo a tentar reequilibrar a balança comercial portuguesa, em 1988 foi criado o Decreto-Lei nº 189 que veio regular a produção de energia elétrica de forma descentralizada e através de recursos endógenos. Podendo afirma-se que foi o primeiro passo para o que conhecemos hoje da produção de energia elétrica através de fontes renováveis (Decreto-Lei nº 189/88, 1988).

Mais tarde, em 2002, através do Decreto-Lei nº68, foi criado pela primeira vez a figura do produtor-consumidor, assim, o produtor poderia consumir a sua própria energia, ou seja, possuir uma unidade de produção de autoconsumo (UPAC). Embora existisse já esta possibilidade, economicamente ainda não era viável, visto que a tecnologia ainda era recente e precisava de evolução pois ainda se em fase embrionária de diversas tecnologias de produção de energia renovável. Os custos de implementação de um sistema deste tipo eram elevados, por outro lado, o Decreto-Lei restringia a produção a uma potência instalada máxima de 150 kW, obrigando que pelo menos 50% da produção fosse autoconsumida, o excedente não era remunerado e tinha de ser produzida em baixa tensão (Decreto-Lei nº 68/2002, 2002).

Em 2007, com a publicação do Decreto-Lei nº 363, iniciou-se uma nova etapa na produção de energia elétrica de forma descentralizada, através da produção com a venda da totalidade à rede, com um valor de venda bonificado de modo a aumentar em larga escala a procura de sistemas de produção de energia descentralizada. Estes novos sistemas de produção de energia elétrica com a venda da totalidade da produção à rede denominavam-se por microproduções, sendo que a potência máxima entregue à rede elétrica não poderia ultrapassar 50% da potência contratada para a sua instalação nem ultrapassar uma potência instalada de 3.68 kW para o utilizador comum. No entanto existia uma exceção associada aos condomínios que poderiam chegar até aos 11.45 kW de potência instalada. De acordo com este Decreto-Lei, para se poder aceder a este regime bonificado era necessário a instalação de um sistema solar térmico para

aquecimento de águas quentes sanitárias com pelo menos 2 m<sup>2</sup> ou uma caldeira a biomassa com produção anual equivalente ao sistema térmico. Se não fosse efetuada a instalação de um destes sistemas o preço de venda da energia era igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de ultimo recurso. Para sistemas de microprodução através de sistemas renováveis em regime bonificado a tarifa no ano de 2007 era de 650 €/MWh, com um decréscimo de 5% por cada 10 MW instalados (Decreto-Lei nº 363/2007, 2007).

Como o Decreto-Lei nº 363 de 2007 que legislava principalmente para o pequeno consumidor, existiu a necessidade de criar legislação que abrangesse mais que o pequeno consumidor, então em 2011 foi criado o Decreto-Lei nº 34 que legislava essencialmente para o grande consumidor, permitindo a instalação de unidades de produção de energia elétrica para venda da totalidade de produção denominadas de minerações, em que , a potência máxima entregue à rede elétrica não poderia ultrapassar os 50% da potência contratada para a sua instalação, ou 250 kW, nem ultrapassar 50% do consumo anual do ano transato. Também veio criar escalões por potência instalada, assim, foram criados três escalões, o escalão I que iria até à potência instalada de 20 kW, o escalão II iria de 20 kW a 100 kW e o escalão III que abrangia potências desde 100 kW até aos 250 kW. Para sistemas de microprodução através de sistemas renováveis em regime bonificado a tarifa no ano de 2011 era de 250 €/MWh, com um decréscimo de 7% ao ano. Para se obter o acesso ao regime bonificado bastava que a instalação utilizasse uma fonte renovável para a produção da energia (Decreto-Lei nº 34/2011, 2011).

Com o passar dos anos, e a diminuição anual do preço de venda da energia para a rede, além dos custos cada vez menores das instalações, existiu a necessidade de se efetuar legislação para sistemas de unidades de autoconsumo, denominadas de UPAC's, assim em 2014 foi criado o Decreto-Lei nº 153 que viria a legislar sobre as UPAC's além de revogar os anteriores Decretos-Lei, alterando a nomenclatura das minigerações e microgerações para unidades de pequena produção , UPP's, alterando também as regras de acesso existentes, além da remuneração obtida na venda da energia produzida à rede (Decreto-Lei nº 153/2014, 2014).

## 4.2 Decreto-Lei nº 153/2014

Este Decreto-Lei possibilitou a criação da unidade de produção de autoconsumo (UPAC), podendo a instalação estar ligada ou não à rede do sistema elétrico de serviço público, RESP, embora se estivesse ligado à rede era possível efetuar a injeção do excedente na RESP podendo efetuar a venda do mesmo. Assim houve a necessidade de se criar um regime jurídico para instalações de produção em regime de autoconsumo com ou sem ligação à RESP embora seja a produção baseada em fontes renováveis ou não-renováveis. Este diploma também veio definir novas regras em relação às unidades de pequena produção (UPP). Perante este Decreto-Lei é necessário efetuar a descrição de nomes técnicos utilizados, a saber:

- **Potência de ligação** → Potência medida em kW e kVA, sendo que representa a potência que pode ser injetada máxima na RESP, no caso do fotovoltaico é a potência nominal de saída dos inversores fotovoltaicos.
- **Potência instalada** → Potência medida em kW e kVA dos equipamentos produtores de energia elétrica, sendo que no caso do fotovoltaico é a potência total dos módulos fotovoltaicos instalados e sendo o módulo um elemento resistivo a potência ativa (W) é igual a potência aparente (VA).
- **Baixa tensão normal (BTN)** → Quando a tensão entre fases é igual ou inferior a 1kV e a potência contratada é igual ou inferior a 41.4 kVA.
- **Baixa tensão especial (BTE)** → Quando a tensão entre fases é igual ou inferior a 1kV e a potência contratada é superior a 41.4 kVA.
- **Média tensão (MT)** → Quando a tensão entre fases é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.
- **Alta tensão (AT)** → Quando a tensão entre fases é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.
- **Comercializador** → Entidade titular de um registo de comercialização de energia elétrica em mercado ou outra entidade legalmente autorizada a fornecer energia elétrica.
- **Potência contratada** → Potência máxima contratada junto de um comercializador, sendo esta potência estabelecida no dispositivo controlador de potência de consumo da instalação no caso de abastecimento em baixa tensão,

se o abastecimento for efetuado em baixa tensão especial, média ou alta tensão é a potência máxima colocada à disposição no ponto de entrega.

- **SERUP** → Sistema eletrônico de registo da unidade de produção, quer seja uma UPAC ou uma UPP. Esta plataforma eletrónica pertence à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), tendo como intervenientes o produtor (entidade titular de um registo para a produção de energia elétrica), promotor (entidade interessada em obter um registo de produção para a produção de energia elétrica), e demais intervenientes no processo de registo da unidade de produção.

#### **4.2.1 Unidade de Produção de Autoconsumo**

Este tipo de unidade de produção veio dar resposta às necessidades dos utilizadores, visto que, o preço de venda da energia nas antigas microgerações e minigerações, já se encontrava ao preço de compra da energia pelo utilizador tornando o investimento desinteressante. Com este novo tipo de unidade de produção, o utilizador pode produzir a sua própria energia, o que se torna mais benéfico para o utilizador, visto que, se possuir uma tarifa tri-horário ou bi-horário, o sistema irá produzir a energia no período diurno, que é quando a energia é adquirida pelo consumidor final a tarifas mais elevadas, isto se for um sistema de produção de autoconsumo de fonte solar, o que permite um retorno do investimento mais rápido do que se tratasse de um sistema de microgeração ou minigeração.

Para se possuir uma UPAC é necessário cumprir diversos requisitos, entre os quais, não possuir outro tipo de unidade de produção de energia associado à instalação, a potência de ligação não pode ser superior à potência contratada e a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. De acordo com a potência instalada existe diferenças quer no tipo de equipamentos que são necessários instalar, quer no protocolo de registo da unidade e nos custos associados ao registo da mesma.

Assim para uma potência instalada de 200 W a 1500 W só é necessário efetuar uma mera comunicação previa da instalação no SERUP, como mais à frente será demonstrado. Estas unidades podem efetuar a injeção do excedente na rede tendo duas possibilidades, a primeira possibilidade é efetuar a injeção do excedente de forma gratuita, assim não é necessário a instalação de um contador de produção, mas terá de ser efetuado pelo operador da rede a troca do contador da instalação para um contador



bidirecional sem custos. Se o utilizador quiser efetuar a venda do excedente, terá de colocar um contador de produção com modem GSM associado. Terá de efetuar o pagamento da troca do contador da instalação para um bidirecional, além de ter de efetuar um pagamento de uma taxa de registo no SERUP visto que quando se pretende efetuar a venda do excedente terá de efetuar o registo de uma UPAC e não uma mera comunicação prévia, como será também demonstrada mais à frente.

Para instalações com potência instalada superior a 1500 W até 1 MW terá de efetuar o registo da UPAC na plataforma SERUP, pagar a taxa de registo bem como efetuar a troca do contador da instalação para um contador bidirecional com os custos associados à troca do mesmo. Esta UPAC também terá de ter associado um contador de produção com modem GSM.

Para se efetuar a venda do excedente à rede é necessário celebrar um contrato de venda de energia com o Comercializador de Ultimo Recurso, CUR. A remuneração obtida pela venda do excedente pode ser calculada pela equação (4.1), em que  $R_{UPAC,m}$  representa a remuneração obtida pela venda do excedente no mês  $m$ ,  $E_{fornecida}$  representa o excedente injetado na rede no mês  $m$  e  $OMIE_m$  representa o valor médio dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia, OMIE, para Portugal em €/kWh.

$$R_{UPAC,m} = E_{Fornecida} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (4.1)$$

As taxas de registo das UPAC variam de acordo com a potência instalada e se efetua injeção do excedente na rede ou não tal como pode ser visualizado na tabela 4.1. É de notar que para uma potência instalada inferior a 1.5 kW como referido anteriormente não há pagamento da taxa de registo se efetuar a injeção do excedente for feita de forma gratuita.

Tabela 4.1 - Taxa de registo de UPAC's segundo a Portaria nº14 de 2015.

Potência instalada	Com injeção de excedente	Sem injeção de excedente
Até 1.5kW	30€	0€
De 1.5 a 5 kW	100€	70€
De 5 a 100 kW	250€	175€
De 100 a 250 kW	500€	300€
De 250 kW a 1 MW	700€	500€

Para não efetuar injeção do excedente na rede para potências superiores a 1.5kW é necessário colocar um componente no controlo dos inversores fotovoltaicos de modo a limitar a produção ao que está a ser consumido pela instalação.

#### **4.2.2 Unidade de Pequena Produção**

Segundo Decreto-Lei nº 153/2014, as unidades de pequena produção, UPP, podem estar inseridas num de três escalões, sendo que, o escalão I contempla só a instalação da unidade de produção, em que o produtor não tem acesso ao regime bonificado com um preço de venda de 0.095 €/kWh. O escalão II pressupõe a instalação de uma tomada de carregamento de veículos elétricos juntamente com a unidade de produção bonificado com um preço de venda de 0.105 €/kWh, sendo o mais bonificado. O escalão III é o escalão com menor bonificação, com um preço de venda de 0.10 €/kWh, terá de ter associado à instalação, uma unidade de painéis solar-térmicos com uma área útil de pelo menos 2 m<sup>2</sup> ou uma caldeira a biomassa com igual produção de energia térmica anual. Estes valores são apresentados na Portaria nº 15 de 2015, que desde a sua publicação tem sido ano após ano mantidos estes valores através de novas portarias.

As regras de dimensionamento de uma UPP são as mesmas do Decreto-Lei nº 363 de 2007, ou seja, a potência máxima entregue à rede elétrica não pode ultrapassar os 50% da potência contratada para a sua instalação, ou os 250 kW, nem ultrapassar 50% do consumo anual do ano transato.

As taxas de registo da unidade de produção são iguais às taxas da UPAC com venda de excedente como pode ser visualizado na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Taxa de registo de UPP segundo a Portaria nº14 de 2015.

<b>Potência instalada</b>	<b>UPP</b>
Até 1.5kW	30€
De 1.5 a 5 kW	100€
De 5 a 100 kW	250€
De 100 a 250 kW	500€
De 250 kW a 1 MW	700€

### 4.2.3 Sistema Eletrónico de Registo da Unidade de Produção

Como já referido anteriormente o SERUP é uma plataforma *online* de registo de unidades de produção, sendo que está alojada no site da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). É obrigatório efetuar o registo da unidade de produção nesta plataforma. Inicialmente é necessário efetuar o registo do produtor na plataforma, sendo ele uma pessoa singular ou coletiva, para pedir as credenciais de acesso é necessário preencher o formulário que é apresentado na figura 4.1, sendo só necessário efetuar uma vez o pedido de credenciais.

The screenshot shows the DGEG website interface. At the top, there are logos for 'Direção Geral de Energia e Geologia', 'Portugal Energia', and 'REPÚBLICA PORTUGUESA ECONOMIA'. Below the logos is the title 'DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia' and a navigation bar with links: 'Login', 'Eventos', 'Novidades DR', 'Contactos', and 'Mapa do site'. A search bar is also present with the text 'Pesquisar todos os temas'. The main content area displays a grid of icons for various energy sectors: 'Energias Renováveis', 'Eficiência Energética', 'Combustíveis', 'Energia Elétrica', 'Recursos Hidrogeológicos e Geotérmicos', and 'Minas e Pedreiras'. Below this grid, the breadcrumb trail reads: 'Página inicial » Áreas Setoriais » Energia Elétrica » Registo de Unidades de Produção (SERUP) » SERUP - Registo de Entidades'. The registration form itself contains the following fields: 'Nome / Denominação Social \*', 'NIF / NIPC \*', 'N.º CC ou BI', 'Data Emissão CC ou BI' (with a dropdown arrow), 'Certidão de Registo Comercial' (with an 'Explorar...' button), 'OU', 'Código de Acesso', 'Morada \*', 'Código Postal \*', 'E-mail \*', and 'Telefone \*'. The footer of the page includes the 'PORTAL DO GOVERNO' logo and links for 'Acessibilidade', 'Política de Privacidade e Segurança', 'Ficha Técnica', 'Ajuda', 'GO', and 'Última atualização: 2017-10-12'.

Figura 4.1 – Formulário de registo para pedido de credenciais no SERUP (Master Link - Sistemas de Informação, Lda, s.d.).


Depois de se efetuar o preenchimento deste formulário, é recebido na conta *e-mail* colocada os dados de acesso a esta plataforma, o que permite efetuar o registo da unidade de produção bem como visualizar registos efetuados.

De acordo com o tipo de instalação que foi utilizada, existe um formulário diferente, ou seja, existe um formulário para UPAC (figura 4.2), outro para UPP (figura 4.3) e outro para a mera comunicação prévia (MCP) (figura 4.4).

Pessoa de Contacto *			
Telemóvel *			
Potência Contratada *		(kW / kVA)	
Energia Elétrica produzida anualmente *		(kWh)	
Potência de Ligação / Injeção *		(kW)	
Energia Elétrica consumida anualmente *		(kWh)	<input type="radio"/> Estimada <input type="radio"/> Real
Entidade Terceira *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não		

### CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO

Potência de Ligação / Injeção *		(kW)
Potência de Ligação / Injeção *		(kVA)
Potência Instalada *		(kW)
Potência Instalada *		(kVA)
Fonte Primária *	(selecionar)	
Tipo de Tecnologia *		
Energia Elétrica produzida anualmente *		(kWh)
 Inserir Desconto *		
Valor de Desconto à tarifa de referência *		(€/kWh)
Categoria da UPP *	(selecionar)	
Morada da Unidade de Produção *		
Código Postal *	-	

**Informações complementares**

Produtor sujeito ao regime jurídico da contratação pública (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou sujeito a procedimentos especiais de que dependa a construção e exploração da UP, nomeadamente, quando a fonte a utilizar sejam recursos hídricos (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou em que a UP esteja localizada nas regiões autónomas dos Açores ou Madeira (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) \*

☐ Sim ☐ Não

Localização da Unidade de Pequena Produção \*

☐ Continente ☐ Região Autónoma da Madeira ☐ Região Autónoma dos Açores

### CARACTERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE UTILIZAÇÃO DA UPP

Nome / Denominação Social *			
NIF / NIPC *			
Energia Elétrica consumida anualmente *		(kWh)	
Nível de tensão de alimentação *	(selecionar)		
Nível de tensão de contagem *	(selecionar)		
Potência Contratada *		(kW / kVA)	
Comercializador *		...	
Código de Ponto de Entrega (CPE) *			

Figura 4.2 –Formulário de registo de uma UPP no SERUP.

Pessoa de Contacto *			
Telemóvel *			
Pretende injetar energia na rede *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Instalação de utilização ligada à rede *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Potência Contratada *			(kW / kVA)
Potência Instalada *			(kW)
Fonte primária:			
Solar *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Hídrica *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Eólica *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Biomassa *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Biogás *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Não Renovável *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	

### CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO AUTOCONSUMO

Pretende injetar energia na rede	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Potência Instalada			(kW)
Potência Instalada *			(kVA)
Fonte primária:			
Solar *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Hídrica *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Eólica *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Biomassa *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Biogás *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Não Renovável *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Tipo de Tecnologia *			
Morada da Unidade de Produção *			
Código Postal *	-		

**Informações complementares**

Produtor sujeito ao regime jurídico da contratação pública (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou sujeito a procedimentos especiais de que dependa a construção e exploração da UP, nomeadamente, quando a fonte a utilizar sejam recursos hídricos (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) ou em que a UP esteja localizada nas regiões autónomas dos Açores ou Madeira (nos termos do n.º 2 do art.º 15.º do DL 153/2014) \*

☐ Sim ☐ Não

Localização da Unidade de Produção Autoconsumo \*

☐ Continente ☐ Região Autónoma da Madeira ☐ Região Autónoma dos Açores

### CARACTERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE UTILIZAÇÃO DA UPAC

Nome / Denominação Social *			
NIF / NIPC *			
Instalação de utilização ligada à rede *	<input type="radio"/> Sim	<input type="radio"/> Não	
Nível de tensão de alimentação *	(selecionar)		
Nível de tensão de contagem *	(selecionar)		
Potência Contratada *			(kW / kVA)
Comercializador *	...		
Código de Ponto de Entrega (CPE)			

Figura 4.3 - Formulário de registo de uma UPAC no SERUP.

Pessoa de Contacto *		
Telemóvel *		
Instalação de utilização ligada à rede *	<input checked="" type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	<b>Instalação de utilização -&gt; a instalação elétrica de consumo, associada a um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador</b>
Potência Contratada *		(kW / kVA)
Potência Instalada *		(kW)
Pretende transacionar Garantias de Origem *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
<b>CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO AUTOCONSUMO</b>		
Potência Instalada *		(kW)
Potência Instalada *		(kVA)
Fonte primária:		
Solar *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Hídrica *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Eólica *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Biomassa *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Biogás *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Não Renovável *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Tipo de Tecnologia *		
Morada da Unidade de Produção *		
Código Postal *	-	
<b>CARACTERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO ASSOCIADA À UPAC</b>		
Nome / Denominação Social *		
NIF / NIPC *		
Instalação de utilização ligada à rede *	<input type="radio"/> Sim <input type="radio"/> Não	
Nível de tensão de alimentação *	(selecionar)	
Nível de tensão de contagem *	(selecionar)	
Potência Contratada *		(kW / kVA)
Comercializador *	...	
Código de Ponto de Entrega (CPE) *		

Figura 4.4 - Formulário de registo de uma MCE no SERUP.

Em relação à mera comunicação prévia depois de submetida, e sem a existência de erros de dados submetidos, é aceite sendo que não é necessário efetuar mais nenhuma ação, dando o registo por terminado.

Em relação à UPAC, no final de efetuar o registo da UPAC irá ser enviado um email com a taxa de registo a pagar, esse pagamento pode ser efetuado numa caixa multibanco. Depois de se efetuar o pagamento e ele ser validado pela plataforma é possível efetuar o pedido de inspeção através do registo que foi submetido. Ao efetuar

o pedido de inspeção é enviado para o email os documentos a preencher. Um dos documentos é o Termo de Responsabilidade, figura 4.5 e um outro documento denominado Ficha de Identificação da Instalação Elétrica, figura 4.7. É de notar que a Ficha de Identificação da Instalação Elétrica é igual quer para o pedido de inspeção de uma UPP ou UPAC.

**Instalações Elétricas**  
**Termo de responsabilidade**

.....<sup>(1)</sup>, com sede em ..... detentora de alvará n.º ..... emitido pelo InCI, I.P., com habilitação para o exercício de atividade devidamente enquadrado no regime jurídico aplicável à construção (Lei n.º 41/2015) de instalações de produção de energia eléctrica, declara haver executado a unidade de produção com n.º de cadastro ....., sita na .....<sup>(2)</sup>, de ....<sup>(3)</sup> em conformidade com a legislação vigente e as regras técnicas aplicáveis, sob a responsabilidade do técnico ....<sup>(4)</sup>,.....<sup>(5)</sup>, inscrito na.....<sup>(6)</sup> com o n.º .....

Declara-se que a referida unidade de produção se encontra instalada e em condições de entrar em exploração.

Potência instalada	Potência de ligação (caso aplicável)	Fonte	Tecnologia utilizada

\_\_\_\_\_  
(Técnico responsável pela execução)

20\_\_/\_\_/\_\_

\_\_\_\_\_  
(A gerência) <sup>(7)</sup>

\_\_\_\_\_  
<sup>1</sup> Nome da entidade instaladora  
<sup>2</sup> Morada completa da unidade de produção  
<sup>3</sup> Nome do produtor  
<sup>4</sup> Nome do técnico responsável pela execução  
<sup>5</sup> Categoria Profissional  
<sup>6</sup> OET/OE/DGEG  
<sup>7</sup> Assinatura do representante da entidade instaladora com carimbo da empresa

Figura 4.5 - Termo de Responsabilidade.


 <p><b>Direção Geral de Energia e Geologia</b></p>	
<p><i>A preencher pelos Serviços</i></p> <p>DIVISÃO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS <input type="text"/> PROCESSO <input type="text"/></p>	
<p align="center"><b>FICHA DE IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO ELÉTRICA</b> (DECRETO-LEI N.º 153/2014, DE 20 DE OUTUBRO)</p>	
<p><i>A preencher pelos Promotores</i></p>	
<p><b>1. TIPO DE INSTALAÇÃO (*)</b></p> <p>UPP <input type="checkbox"/> UPAC <input type="checkbox"/> UPAC C/INJEÇÃO <input type="checkbox"/> Nº de cadastro <input type="text"/></p>	
<p><b>2. IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO (*)</b></p> <p>NOME DO PRODUTOR: <input type="text"/></p> <p>NIF/NIPC: <input type="text"/></p> <p>MORADA: <input type="text"/></p> <p>CÓDIGO POSTAL: <input type="text"/> LOCALIDADE: <input type="text"/></p> <p>DISTRITO: <input type="text"/> CONCELHO: <input type="text"/></p> <p>DESCRIÇÃO SUMÁRIA: <input type="text"/></p> <p>TELEFONE: <input type="text"/> EMAIL: <input type="text"/></p>	
<p><b>3. AS COORDENADAS (PT-TM06ETRS89) :</b></p> <p>X (m): <input type="text"/></p> <p>Y (m): <input type="text"/></p> <p>Z (m): <input type="text"/></p>	
<p><b>4. ENTIDADE INSTALADORA (*)</b></p> <p>NOME: <input type="text"/></p> <p>ALVARÁ <input type="text"/> NIPC: <input type="text"/></p> <p>MORADA: <input type="text"/></p> <p>CÓDIGO POSTAL <input type="text"/> LOCALIDADE: <input type="text"/></p> <p>TELEFONE: <input type="text"/> EMAIL: <input type="text"/></p>	
<p><b>5. TÉCNICO RESPONSÁVEL EXECUÇÃO (*)</b></p> <p>NOME: <input type="text"/></p> <p>NIF: <input type="text"/> CC: <input type="text"/></p> <p>TR N.º: <input type="text"/> DGE/DRE/OE/OET: <input type="text"/></p> <p>MORADA: <input type="text"/></p> <p>CÓDIGO POSTAL <input type="text"/> LOCALIDADE: <input type="text"/></p> <p>TELEFONE: <input type="text"/> EMAIL: <input type="text"/></p>	
<p><b>NOTA: *PREENCHIMENTO OBRIGATÓRIO</b></p>	

Figura 4.6- Ficha de Identificação Elétrica a preencher para efetuar o pedido de inspeção da unidade de produção.





Direção Geral  
de Energia e Geologia

**CARATERÍSTICAS DA UNIDADE DE PRODUÇÃO  
UPP/UPAC**

**6. POTÊNCIA (\*)**

<b>FONTE 1</b>		<b>POTÊNCIA INSTALADA (kW)</b>	
		<b>POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)</b>	
<b>FONTE 2</b>		<b>POTÊNCIA INSTALADA (kW)</b>	
		<b>POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)</b>	

**7. EQUIPAMENTOS INSTALADOS (\*)**

<b>EQUIPAMENTOS</b>	<b>MARCA</b>	<b>MODELO</b>	<b>N.º DE SÉRIE</b>	<b>POT. NOMINAL (kW)</b>
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				

**8. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (Caso aplicável)**

		<b>N.º de painéis</b>	
<b>MARCA</b>	<b>MODELO</b>	<b>POTÊNCIA (kWp)</b>	<b>TIPO DE CÉLULA</b>

**9. CONTADOR DE PRODUÇÃO TOTAL (\*)**

<b>MARCA</b>	<b>MODELO</b>	<b>N.º DE SÉRIE</b>	<b>OBS</b>

**10. CONTADOR DE ENERGIA EXCEDENTE VENDIDA À RESP (Caso instalado)**

<b>MARCA</b>	<b>MODELO</b>	<b>N.º DE SÉRIE</b>	<b>OBS</b>

**OBS:**

**NOTA: \* PREENCHIMENTO OBRIGATÓRIO**

UPP - Unidade Pequena Produção, tabela 9

Figura 4.7 (continuação)- Ficha de Identificação Elétrica a preencher para efetuar o pedido de inspeção da unidade de produção.

Depois de preenchidos estes dois documentos com a informação solicitada, terão de ser enviados em resposta ao email enviado pela plataforma. A DGEG irá efetuar a análise da informação juntamente com outras empresas que perfazem o sistema elétrico nacional, onde irá ser viabilizado o pedido de inspeção, ou se existir alguma anomalia é recusado o pedido de inspeção e solicitado a correção da informação apresentada. Embora se fale em pedido de inspeção, na realidade, ao longo do meu estágio na empresa sempre que foi solicitado pela empresa um pedido de inspeção nunca foi efetuado nenhuma presencialmente sendo passado um certificado de exploração através da informação solicitada.

No caso de um registo de uma UPP que é semelhante ao da UPAC, no fim de efetuar o registo da unidade é recebido no email de registo a informação necessária para se efetuar o pagamento da taxa de registo, quando o pagamento for dado como aceite na plataforma é possível efetuar o pedido de inspeção da unidade. Ao efetuar esse pedido é enviado um email a solicitar o preenchimento da mesma documentação que a UPAC, ou seja, Termo de Responsabilidade e a Ficha de Identificação da Instalação Elétrica. No caso de se tratar de uma UPP de nível II é necessário o preenchimento da declaração de compromisso do produtor que comprove a instalação de uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos na instalação, se for de categoria III também terá de preencher uma declaração de compromisso do produtor a comprovar a instalação do sistema de coletores solares no local da instalação. Na figura 4.8 é apresentada um exemplo da declaração tipo que é enviada para preenchimento sendo que é necessário escolher a parte do texto da declaração de acordo com o tipo da UPP.

**Minuta de Declaração de Compromisso de existência de condições de acesso ao regime remuneratório de Categoria II/III (conforme aplicável) de UPP**

.....<sup>(1)</sup>, com n.º de BI/CC (conforme aplicável) ....., com NIF ....., em representação da sociedade .....<sup>(2)</sup>, com sede em ....., contribuinte fiscal n.º ....., vem declarar que:

*(conforme aplicável)*

Encontra-se instalada no local de consumo associado à UPP com n.º de cadastro ....., tomada elétrica incorporada em ponto de carregamento, nos termos do disposto no n.º 1 do art.º 6.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64 –B/2011, de 30 de dezembro e pelos Decretos-Leis n.ºs 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho, integrado na rede da mobilidade elétrica, observando o disposto nos art.ºs 25.º, 26.º e nos n.ºs 1 a 3 do art.º 27.º do referido decreto-lei *(no caso de se tratar da Categoria II que incorpore um ponto de carregamento)*.

*(OU)*

Encontram-se instalados no local de consumo associado à UPP a unidade de produção com n.º de cadastro ....., coletores solares térmicos com área útil de .....<sup>3</sup> *(mínimo de 2 m<sup>2</sup>)* utilizados para aquecimento de águas, ou em alternativa, caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente destinada a aquecimento, conforme a alínea b) do n.º 2 do art.º 9.º da Portaria n.º 14/2015 alterada pela Portaria n.º 60-E/2015 *(no caso de se tratar da Categoria III que incorpore coletores solares térmicos ou caldeira a biomassa)*.

\_\_\_\_\_  
(o titular atual do registo/  
representante da entidade coletiva)

20\_\_/\_\_/\_\_

<sup>1</sup> Nome do titular do registo (ou representante da entidade coletiva titular do registo, se aplicável)

<sup>2</sup> Nome da entidade coletiva titular do registo (se aplicável)

<sup>3</sup> Área útil dos coletores solares térmicos instalados em m<sup>2</sup>

Figura 4.8 - Declaração de compromisso do produtor a atestar condições para o nível II ou III de uma UPP:

No fim de preencher todos os documentos solicitados, estes terão de ser reenviados para o email de origem, email que solicitou o preenchimento da informação enviado por parte da plataforma SERUP. Seguidamente a informação irá ser tratada, estando o pedido de inspeção a correr, sendo depois emitido um certificado de exploração ou solicitada mais informação e/ou correção da mesma. Só depois de ser emitido o certificado de exploração é que a instalação poderá entrar em funcionamento. Tal como acontece nas UPAC's os certificados de exploração têm sido emitidos sem a existência de uma inspeção física ao local da instalação.



## **5. Implementação de sistemas fotovoltaicos no município de Águeda**

Este capítulo descreve as etapas que foram executadas até ao final da implementação do sistema fotovoltaico no município de Águeda.

### **5.1 Município de Águeda**

O município de Águeda tem cerca de 335 Km<sup>2</sup>, estando localizado na região centro, no distrito de Aveiro. O concelho tem na sua constituição de 11 freguesias, a saber: Águada de cima, Préstimo e Macieira de Alcoba, Barrô e Águada de Baixo, Belazaima do Chão e Castanheira do Vouga e Agadão, Fermentelos, Macinhata do Vouga, Recardães e Espinhel, Travassô e Óis da Ribeira, Trofa e Segadães e Lamas do Vouga, Valongo do Vouga e por fim Águeda e Borralha. Sendo a cidade de Águeda a capital de concelho.

O município sempre teve em grande atenção as questões ambientáveis, desde logo pela expressão que apresentam no site do município:

*“Nós não herdamos a Terra dos nossos pais, mas pedimo-la emprestada aos nossos filhos.”*

Assim, com a ideologia de efetuar uma gestão sustentável do ambiente em que estão inseridos de modo a não comprometer as necessidades das gerações vindouras, no passado dia 20 de setembro de 2016 foi publicado em Diário da República o anúncio de procedimento n.º 5883/2016, que tinha a finalidade da aquisição de 11 unidades de produção para autoconsumo (UPAC) para intervenções em edifícios municipais com vista à promoção da eficiência energética, incluindo a instalação/montagem das UPAC nos edifícios municipais.

### **5.2 Caderno de encargos**

De modo a definir o procedimento e as diversas cláusulas para o presente contrato público, foi criado um caderno de encargos, anexo B, que define os parâmetros e características das futuras instalações fotovoltaicas, que devem ser respeitadas na elaboração das diversas propostas submetidas.

### 5.2.1 Requisitos mínimos dos equipamentos a instalar

No presente caderno de encargos estão definidas as características mínimas que os diversos equipamentos, inversores, módulos fotovoltaicos e proteções elétricas, têm de ter.

Relativamente aos módulos fotovoltaicos a utilizar, eles teriam de cumprir os seguintes requisitos:

- Garantia igual ou superior a 10 anos;
- Eficiência igual ou superior a 16%;
- No final do 10º ano, os módulos teriam de fornecer no mínimo 90% da potência do ano 0, ano da instalação;
- No final do 25º ano, os módulos teriam de fornecer uma potência mínima de 80% em relação ao ano da instalação.

Fazendo uma análise do mercado de módulos fotovoltaicos na altura deste concurso, para satisfazer a condição da eficiência teria de ser escolhido um módulo fotovoltaico com uma potência na ordem dos 265 Wp, pois as outras condições mínimas já estavam contempladas praticamente em todos os módulos existentes no mercado. Foram selecionadas três grandes marcas de módulos fotovoltaicos, Risen, Jinko e AmeriSolar. Nas três marcas anteriormente referidas, para se encontrar um módulo de 60 células com uma eficiência de 16% no mínimo, teve de se escolher módulos com uma potência de 265 Wp, tal como pode ser visualizado no anexo C1. A escolha do módulo acabou por recair sobre o módulo AS-6P30 – 265 da AmeriSolar, visto que além de preencher os requisitos mínimos era o que na altura oferecia melhor qualidade/preço, e como o critério de seleção era o de menor preço, optou-se pela escolha deste módulo.

Tal como os módulos fotovoltaicos, os inversores também tinham requisitos mínimos, sendo que eram necessários dois modelos de inversores com potências diferentes para as diversas instalações, sendo dez inversores de 10 kW e um de 20 kW como pode ser visualizado na tabela 5.1.

Tabela 5.1- Características das instalações a realizar segundo o caderno de encargos (Águeda, 2016).

Edifício / UPAC	Potência Instalada UPAC - Inversor		Painéis			Tipo cobertura edifício
	Potência ativa kW	Potência aparente <sup>1</sup> kVA	Potência Total (kW)	N.º	Potência Total (kWp)	
Biblioteca Municipal	20	20	≥ 20	≥ 90	≥ 24	Plana
Centro Escolar de Aguada de Cima	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Barrô	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar da Borralha	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Inclinada
Centro Escolar de Fermentelos	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Macinhata	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Recardães	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar da Trofa	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Valongo	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Estádio Municipal de Águeda	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Incubadora de Empresas de Águeda	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Inclinada

Os requisitos mínimos para os inversores fotovoltaicos eram a potência ativa do inversor ter de ser igual à potência aparente, ou seja, os inversores fotovoltaicos a utilizar teriam de ter um fator de potência unitário, sendo que a sua eficiência europeia teria de ser superior ou igual a 97.6%, uma garantia mínima de 5 anos também era outro requisito para os inversores. Assim para satisfazer as condições exigida houve a necessidade de procurar dentro das marcas mais utilizadas pela empresa, um inversor fotovoltaico que satisfizesse as condições exigidas, assim foram analisados os inversores fotovoltaicos das marcas SMA, ABB, FRONIUS e KOSTAL e DELTA, anexo C2. As únicas marcas que tinha um inversor de 10 kW e de 20 kW com uma eficiência superior ou igual a 97.6% eram a SMA e a DELTA. A eficiência europeia é uma média ponderada dos vários rendimentos que o equipamento tem de acordo com o nível de potência que o mesmo esta a debitar.

Deste modo e depois de se efetuar uma análise económica o inversor de 10 KW selecionado foi o da DELTA visto que apresentava uma eficiência europeia superior ao pedido cumprindo os outros requisitos e apresentando um preço mais competitivo, o que para a empresa era mais benéfico. Embora este inversor fosse de preço inferior existiu a necessidade de efetuar a legalização do mesmo junto da DGEG de modo a que este modelo estivesse na base de dados de inversores fotovoltaicos que possam ser instalados em Portugal, oque foi efetuado.

Em relação ao inversor de 20 kW optou-se por manter o modelo da SMA uma vez que existia em stock e como também existia a necessidade de efetuar a legalização do inversor de 20 kW da DELTA na DGEG acabou por pesar na decisão de utilizar o inversor de 20 kW da SMA.

No presente caderno de encargos também se encontram definidas as características dos contadores a montar nas instalações, as características da estrutura a utilizar bem como das proteções que têm de ser montadas. Assim as características mínimas solicitadas para o contador eram as características do contador da Itron modelo SL7000, anexo C.3, modelo de contador já utilizado pela empresa nas instalações que requerem a instalação do mesmo, assim não existiu a necessidade de efetuar uma prospeção de mercado para encontrar um equipamento que satisfizesse as condições exigidas. O contador a instalar tinha de efetuar comunicação com a plataforma AceVision de modo a existir a possibilidade de se efetuar uma monitorização e auditoria dos dados de medição, esta informação pode ser acedida graficamente além de permitir a criação de alertas quando se atingem valores pré-definidos, possibilitando também efetuar um estudo de qualidade visto que esta plataforma grava forma de ondas, dados de qualidade de tensão e harmónicos.

A estrutura para efetuar o suporte dos módulos fotovoltaicos tinha requisitos a cumprir entre os quais, a estrutura terá de ser constituída por aço galvanizado por imersão (espessura de zinco não inferior a 30 µm) ou alumínio anodizado, série 6000, espessura de revestimento anódico não inferior a 20 µm (NP 1482), visto que a empresa utiliza sempre alumínio para efetuar as diversas estruturas de suporte para os módulos fotovoltaicos, não se colocou em questão a utilização de aço galvanizado mas sim procurar dentro dos fornecedores de alumínio, qual o fornecedor que facultasse a cotação com valor mais baixo que permitisse cumprir as exigências que teria de cumprir a estrutura. Deste modo, a empresa Extrusal conseguiu efetuar a proposta de menor valor para a estrutura de fixação, a estrutura deste fornecedor tem as características detalhadas no *datasheet* representado na figura 5.1.





## FICHA TÉCNICA

### TRIAL 1

Sistema em perfis de alumínio de suporte e montagem de módulos fotovoltaicos.

### COMPONENTES:

#### **PERFIS DE ALUMÍNIO:**

Perfis de Alumínio extrudidos na Liga/Designação – 6060 /EN AW AIMgSi

Composição química – de acordo com a norma EN 573-3: 2003

Tolerâncias nas dimensões e forma – de acordo com a norma NP EN 755-9: 2002

Estado de propriedades mecânicas – EPM T5 (standard): Rp0,2 • 120 Mpa ; Rm • 160 Mpa; A<sub>50mm</sub> • 6%, de acordo com norma NP EN 755-2: 1999

Fabricação: EXTRUSAL S A

#### **TRATAMENTO DE SUPERFÍCIE (PERFIS DE ALUMÍNIO):**

Anodização Acetinada Classe 20μ – Garantia de 15 anos de acordo com as Directivas da QUALANOD (Quality Label for Anodic Oxide Coatings on Wrought Aluminium for Architectural Purposes) suportadas por normas EN; ISO e NP respectivas. Licença de marca qualidade com inspeções periódicas a cargo do LNEC, desde 1983 – Licença nº 1405.

O período da garantia anteriormente previsto de resistência química à corrosão depende naturalmente da agressividade do meio ambiente onde os perfis de alumínio vão ser aplicados e da manutenção periódica necessária (recomenda-se uma limpeza pelo menos anual apenas com água com PH neutro).

Fabricação: EXTRUSAL S A

#### **ACESSÓRIOS:**

De alumínio fabricados a partir de perfis de alumínio com as propriedades anteriormente referidas.

De aço inox em AISI 304.

#### **ELEMENTOS DE FIXAÇÃO:**

Parafusos, porcas, anilhas e outros elementos de fixação em aço inox A2 ou AISI 304.

Figura 5.1 - Datasheet da estrutura a utilizar.

Em relação as proteções elétricas a utilizar quer a nível da corrente DC quer da corrente AC eram diversas, sendo que era exigido que os quadros de interligação DC, Q<sub>DC</sub>, sejam equipados com aparelhagem adequada para tensões máximas até 1000 V<sub>dc</sub> e possuir entradas e saídas de acordo com o inversor utilizado e bem como da

configuração dos *arrays* de módulos fotovoltaicos efetuada, sendo constituídos estes  $Q_{DC}$  por:

- Caixa poliéster;
- Seccionadores fusíveis + Fusíveis;
- Descarregadores de sobretensões;
- Interruptores; Índice de proteção mínimo IP 65; Classe de Isolamento Classe II.

Relativamente aos quadros elétricos de interligação AC,  $Q_{AC}$ , estes têm de possuir o seguinte dimensionamento:

- dimensionados tendo em conta o inversor, a tipologia do sistema e a legislação em vigor;
- Interruptor(es) Diferencial(ais);
- Disjuntor(es);
- Descarregador de sobretensão;
- Seccionador(es) fusível(eis).

Inicialmente para efeito de concurso foi cumprido com as exigências solicitadas, embora depois do concurso foi efetuada uma negociação com o município de Águeda de modo a ajustar os componentes de proteção a utilizar quer a nível DC quer a nível AC, assim deste modo, a nível DC foram colocados quadrados em caixa poliéster da marca Legrand modelo Plexo 3 de uma fila de 12 módulos, seccionadores fusíveis da marca Legrand 1000V<sub>DC</sub> para fusíveis 10 x 38, sendo estes seccionadores fusíveis equipados com fusíveis de 10 A ou de 20 A de acordo com a configuração utilizada, descarregadores de sobretensão da marca OBO modelo FV V20 1000 V<sub>DC</sub> (figura 5.2), não foram utilizados interruptores visto que os inversores utilizados tinham incorporados com *switch* de desacoplamento AC/DC, este *switch* efetuava o corte quer a nível DC quer a nível AC. É de notar que também foi colocado um cabo terra a interligar o sistema todo, de modo a ele estar ao mesmo potencial, desta forma, existe um cabo terra que está ligado à armadura dos módulos fotovoltaicos e que vai ligar ao barramento terra do quadro DC. Este barramento terra está ligado ao barramento terra do quadro AC e este ligado ao barramento terra do quadro de injeção.

Descarregador de corrente de raio e sobretensões Tipo 2, instalações fotovoltaicas 600V e 1000V DC

### Descarregador de sobretensões FV V20, 1000V DC



Tipo	U máx DC V	ver-são	Emb. Unidade	Peso kg/100 un.	Ref.
V20-C 3-PH-1000	1000	3 polos para sistemas FV	1	36,500	5094608

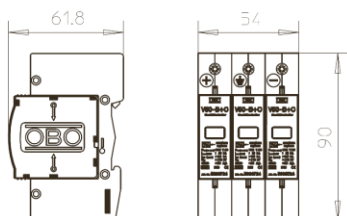
€/un

Descarregador de sobretensões V20 tipo 2 para instalações FV

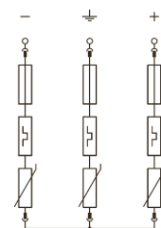
- Unidade completa à base de varistor, enfiçável, com dispositivo de separação
- Conexão em estrela, resistente a falhas conforme a VDE 0100-712 (EN 50539-12)
- Ligação equipotencial de proteção contra sobretensões conforme a VDE 0100-443 (IEC 60364-4-44)
- V20-C 3-PH-1000 testado segundo a EN 50539-11 (VDE / KEMA)
- Capacidade de descarga até 40 kA (8/20) por polo
- Baixo nível de proteção DC: < 4,0 kV e Uoc máx = 1000V CC
- Com indicador visual de funcionamento para utilização em quadros de distribuição

Aplicação: instalações FV sem ou com sistema isolado de proteção contra descargas atmosféricas

#### Dimensões



#### Opções de ligação



#### V20-C 3-PH-1000

U máx DC	U <sub>c</sub> DC	1000 V
Classificação segundo EN 61643-11		Tipo 2
LPZ		1→2
Intensidade nominal de descarga (8/20)	I <sub>n</sub>	20 kA
Potência de dissipação nominal máxima (8/20 μs)	I <sub>max</sub>	40 kA
Nível de proteção	U <sub>p</sub>	< 4,0 kV
Tempo de resposta	t <sub>a</sub>	< 25 ns
Amplitude de temperatura	θ	-40 - +80 °C
Grau de proteção		IP 20
Unidade de divisão TE (17,5 mm)		3
Secção transversal de ligação, condutor rígido		2,5 - 35 mm <sup>2</sup>
Secção de ligação, condutor multifilar		2,5 - 35 mm <sup>2</sup>
Secção de ligação, condutor flexível		2,5 - 25 mm <sup>2</sup>

Figura 5.2 - Datasheet do descarregador de sobretensão DC.

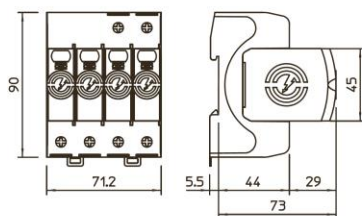
A nível AC foram colocados quadros em caixa poliéster da marca Legrand modelo Plexo 3 de uma fila de 12 módulos, interruptor diferencial tetrapolar DX<sup>3</sup> da marca Legrand com uma sensibilidade de 300 mA e 40 A de intensidade nominal, tendo este a finalidade de proteger pessoas contra choques visto que, se existir uma corrente de fuga o interruptor diferencial aciona a parte diferencial e abre o circuito, disjuntor termomagnético tetrapolar de 20 A curva C ou de 40 A curva C da marca Legrand e para efetuar a proteção da cablagem utilizada, e descarregador de sobretensão AC (figura 5.3). Em relação à colocação de seccionadores fusíveis a nível AC, esta colocação em negociação com o município acabou por cair visto que iria ser colocados duas proteções com a mesma finalidade, a proteção da cablagem, o que não é necessário. No quadro de interligação AC, quadro de injeção da instalação onde irá ser

ligado o sistema fotovoltaico, também foi instalado um dispositivo de corte, no caso um disjuntor de características iguais ao colocado no quadro AC de proteção.

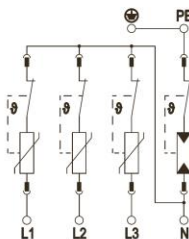
### Descarregador de sobretensões V20, 3 polos + NPE 280 V



#### Dimensões



#### Opções de ligação



Tipo	Tensão contínua máxima	Versão da haste	Grau de proteção	Emb. Unidade	Peso kg/100 un.	Ref.
	AC V					
V20-3+NPE-280	280	3+N/PE	IP20	1	45,800	5095253

€/un

Descarregador de sobretensões Tipo 2

- Para a ligação equipotencial de proteção contra sobretensões conforme a VDE 0100-443 (IEC 60364-4-44)
- Capacidade de descarga até 40 kA (8/20) por polo através de varistores de alto desempenho
- Condutor de descarga modular, enfiável, com dispositivo seccionador dinâmico e indicação visual de funcionamento
- Função de engate com proteção contra vibrações e código de tensão
- Plástico livre halogéneos (UL 94 V-0)
- As variantes SR dispõe de um contacto inversor livre de potencial para sinalização remota

Aplicação: ligação equipotencial e proteção de equipamentos em quadros de distribuição principais e parciais.

#### V20-3+NPE-280

Classificação segundo EN 61643-11	Tipo 2
Classificação segundo IEC 61643-11	classe II
SPD segundo a UL 1449	Tipo 4
Tensão nominal CA (50 / 60 Hz)	$U_n$ 230 V
Tensão máxima de serviço - AC	$U_c$ 280 V
Intensidade nominal de descarga (8/20 $\mu$ s)	$I_{n/L-N}$ 20 kA
Potência de dissipação nominal máxima (8/20 $\mu$ s)	$I_{max}$ 40 kA
Potência de dissipação (8/20 $\mu$ s) [total]	$I_{total}$ 60 kA
Nível de proteção [L-N]	$U_d$ 1,3 kV
Nível de proteção [L-N] @ 1 kA	$U_{res}$ 0,7 kV
Nível de proteção [L-N] @ 5 kA	$U_{res}$ 0,9 kV
Proteção máxima da rede elétrica contra sobretensões	160 A gL/gG
Resistência a curto-circuito com proteção de máximo de corrente na rede elétrica	50 kA eff
Gama de temperatura de serviço	$T_u$ -40 - +80 °C
Grau de proteção	IP20
Permissões	UL, ÖVE, VDE
Secção transversal flexível (de fio fino)	1,5 - 35 mm <sup>2</sup>
Corte transversal do condutor rígido (de um/vários fios)	1,5 - 35 mm <sup>2</sup>
Secção transversal flexível (de fio fino)	16 - 2 AWG
Corte transversal do condutor rígido (de um/vários fios)	16 - 2 AWG

Figura 5.3 - Datasheet do descarregador de sobretensão AC.

A cablagem utilizada foi de dois tipos, um tipo de cabo para a parte DC, este cabo tem de ter propriedades de resistência ao desgaste e à tração visto que será colocado em telhados e poderá ficar exposto à intempérie, e outro para a parte AC, sendo que, para a parte AC foi utilizado o cabo XV 0.6/1 kV 5G6 mm<sup>2</sup> da marca Cabelt. A nível DC foi utilizado o cabo CET SOLAR CABLE 1 x 6,00 mm<sup>2</sup> 1.0/1.0 kV H1Z2Z2-K TÜV (datasheet do cabo presente no anexo C.4).

### 5.3 Dimensionamentos executados

Neste subcapítulo são apresentados os cálculos efetuados para efetuar o dimensionamento das diversas instalações.

#### 5.3.1. Dimensionamento das *strings* e *arrays* fotovoltaicos

Para efetuar o correto dimensionamento do tamanho das *strings* a utilizar, bem como dos *arrays*, existe a necessidade de se efetuar previamente a escolha do inversor a utilizar bem como dos módulos, os parâmetros utilizados para os módulos são obtidos dos testes STC. Sendo que neste caso existiu a necessidade de efetuar dois dimensionamentos, um para o inversor de 10 kW da Delta e outro dimensionamento para o inversor de 20 kW da SMA.

- **Cálculo do número mínimo de módulos por *string***

Para calcular o número mínimo de módulos de uma *string* é necessário efetuar o quociente entre a tensão mínima de funcionamento do MPPT do inversor,  $V_{\min \text{ minMPPT inversor}}$ , e a tensão mínima do módulo fotovoltaico,  $V_{mp(70^{\circ}\text{C})}$ , sendo que, esta tensão mínima do módulo fotovoltaico, equação (5.1), é obtida para o funcionamento à temperatura máxima,  $70^{\circ}\text{C}$ , esta temperatura é considerada a temperatura máxima a que o módulo é sujeito.  $\Delta U(\%)$  é a variação da tensão em relação à temperatura que o módulo está sujeito.

$$V_{mp(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{45^{\circ}\text{C} \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{mp} \quad (5.1)$$

Depois de se obter a tensão mínima é possível efetuar o cálculo do número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string*, equação (5.2), sendo que, o valor terá de ser arredondado sempre para o número inteiro seguinte.

$$N_s^{\min} = \frac{V_{\min.MPPT \text{ inversor}}}{V_{mp(70^{\circ}\text{C})}} \quad (5.2)$$

- **Cálculo do número máximo de módulos por *string***

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos por *string* terá de ser calculado inicialmente a tensão máxima que o módulo pode atingir,  $V_{OC(-10^{\circ}\text{C})}$ , equação (5.3). Embora esteja convencionado que a temperatura mínima que os módulos estão sujeitos seja de  $-10^{\circ}\text{C}$ .

$$V_{OC(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{OC} \quad (5.3)$$

Posteriormente de se obter a tensão máxima, é possível efetuar o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos por *string*, equação (5.4), sendo que, o valor terá de ser arredondado sempre para o número inteiro anterior.

$$N_s^{max} = \frac{V_{max\,inversor}}{V_{OC(-10^{\circ}C)}} \quad (5.4)$$

- **Cálculo do número máximo de *strings* em paralelo por inversor**

Outro parâmetro importante no dimensionamento é a definição do número máximo de *strings* em paralelo que o inversor permite, equação (5.5), este número é obtido separadamente por MPPT tendo de ser arredondado para o número inteiro anterior, obtendo-se através do quociente entre o valor de corrente máxima do MPPT do inversor e a corrente máxima de funcionamento do módulo (Energia, 2014).

$$N_p^{max} = \frac{I_{max.mppt.inversor}}{I_{mp}} \quad (5.5)$$

De modo a efetuar o dimensionamento é necessário extrair diversos valores dos *datasheets* dos inversores e dos módulos a utilizar, tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Tabela com as características extraídas dos *datasheets* dos equipamentos presentes no anexo C para o dimensionamento efetuado

Módulo fotovoltaico amerisolar AS-6P30 265 W			Inversor 10 kW da Delta	Inversor 20 kW da SMA
<b>V<sub>OC</sub></b>	38.3 V	<b>P<sub>MPPT1</sub> /P<sub>MPPT2</sub></b>	7 000 W/ 5 400 W	20 000 W
<b>V<sub>MP</sub></b>	30.9 V	<b>P<sub>max</sub></b>	10 500 W	20 450 W
<b>I<sub>MP</sub></b>	8.58 A	<b>V<sub>mim.MPPT</sub></b>	250 V	570 V
<b>I<sub>SC</sub></b>	8.98 A	<b>V<sub>max</sub></b>	1000 V	1000 V
<b>ΔU(%)</b>	-0.31%/°C	<b>I<sub>max.MPPT1</sub></b>	15 A	36 A
<b>P</b>	265 Wp	<b>I<sub>max.MPPT2</sub></b>	10 A	

Com os valores presentes na tabela 5.2 e a utilização das equações (5.1), (5.2), (5.3), (5.4), (5.5) obtém-se a com os parâmetros necessários ao dimensionamento das *strings* e dos *arrays*, tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Parâmetros necessários para o dimensionamento das *strings* e *arrays*.

	Inversor 10 kW da Delta com os <i>MPPT's</i> chantados	Inversor 10 kW da Delta com os <i>MPPT's</i> independentes		Inversor de 20 kW da SMA
	MPPT1    MPPT2	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 1
$V_{mp(70^{\circ}C)}$	26.589 V			
$N_S^{\min}$	10	10	10	22
$V_{oc(-10^{\circ}C)}$	42.456 V			
$N_S^{\max}$	23	23	23	23
$N_p^{\max}$	$2,91 \approx 3$	1	1	4

Devido às restrições impostas no número de módulos a utilizar, tabela 5.1, foram escolhidas as seguintes combinações, para o inversor de 10 kW da Delta com os *MPPT's* chantados, figura 5.4, foram seleccionadas 3 *strings* em paralelo,  $N_P = 3$ , com cada uma de 15 módulos,  $N_S = 15$ , para o inversor de 10 kW da Delta com os *MPPT's* independentes foi seleccionada 1 *strings*,  $N_P = 1$ , com 23 módulos em série,  $N_S = 23$ , no MPPT 1, no MPPT 2 foi escolhido 1 *string*,  $N_P = 1$ , com 22 módulos em série,  $N_S = 22$ , por fim, no inversor de 20 kW da SMA foram seleccionadas 4 *strings*,  $N_P = 4$ , com 23 módulos em série,  $N_S = 23$ .

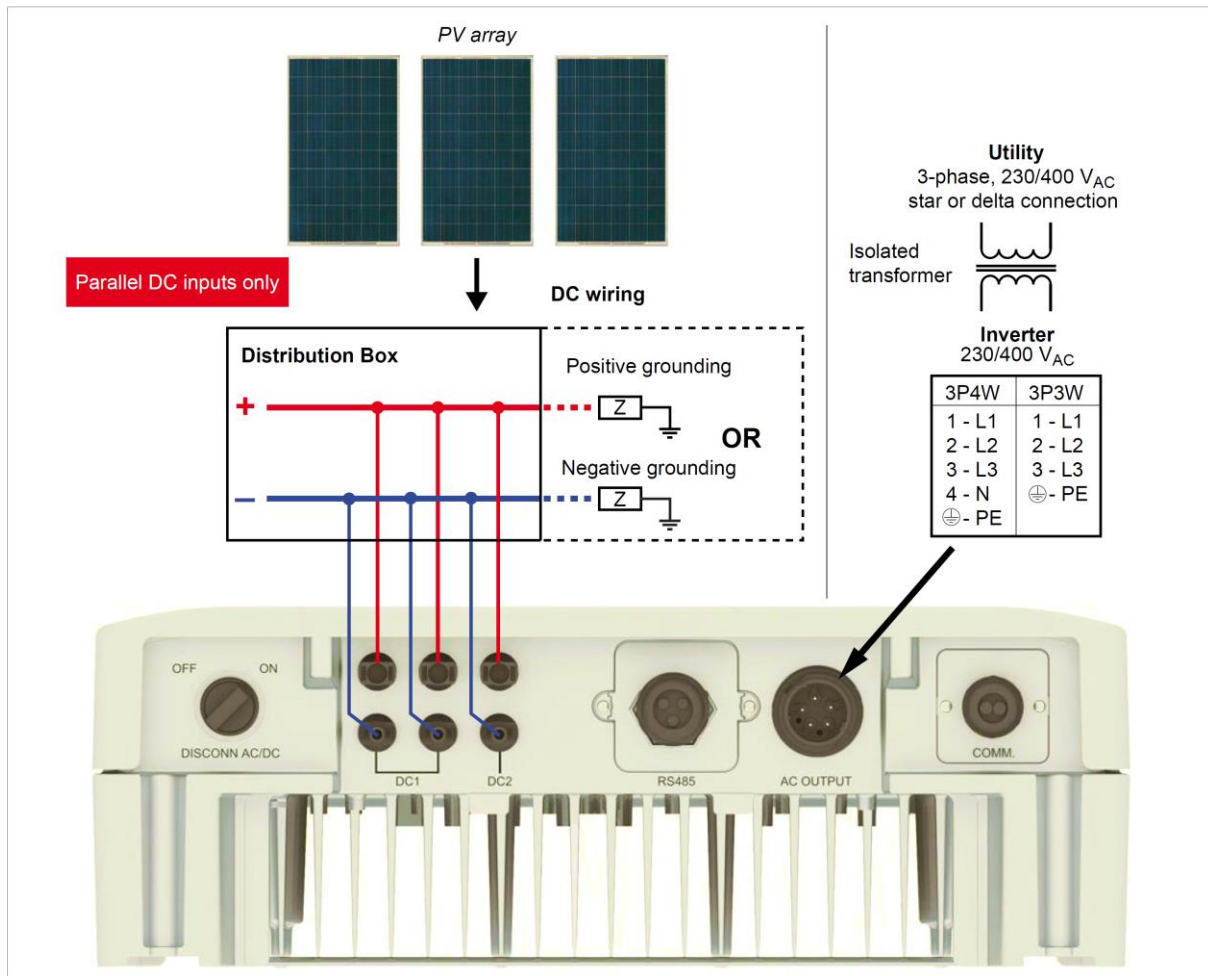


Figura 5.4 – Esquema de ligação das *strings* aos MPPT's cantados no inversor delta. (System)

- **Verificação do correto funcionamento do sistema para o dimensionamento efetuado**

No final de obter estes três parâmetros atrás demonstrados deve-se efetuar uma escolha do número de módulos a utilizar por *string*,  $N_s$ , bem como o número de *strings* a utilizar em paralelo por inversor,  $N_p$ . Existe a necessidade de posteriormente efetuar as comparações representadas pelas equações (5.6), (5.7), (5.8) e (5.9) para comprovar o bom funcionamento do sistema (Energia, 2014).

$$N_s \times V_{mp(70^\circ C)} \geq V_{min.mppt.inversor} \quad (5.6)$$

$$N_s \times V_{oc(-10^\circ C)} \leq V_{max.inversor} \quad (5.7)$$

$$N_p \times I_{mp} \leq I_{max.inversor} \quad (5.8)$$

$$0.7 \times P_{max.mppt} \geq N_s \times N_p \times P_{modulo} \leq 1.2 \times P_{max.mppt} \quad (5.9)$$



Aplicando as equações anteriormente demonstradas obtém-se os valores apresentados na tabela 5.4 que permite verificar o bom funcionamento do inversor para os dimensionamentos propostos (Energia, 2014).

Tabela 5.4 – Verificação dos dimensionamentos propostos.

	Inversor Delta com MPPT's chantados	Inversor Delta com MPPT's independentes		Inversor SMA
		MPPT 1	MPPT 2	
$N_s \times V_{mp(70^\circ C)} \geq V_{mim\ inversor}$	$398.8 \geq 250\ V$	$611.5 \geq 250\ V$	$584.9 \geq 250\ V$	$611.5 \geq 570\ V$
$N_s \times V_{oc(-10^\circ C)} \leq V_{max\ inversor}$	$636.8 \leq 1000\ V$	$976.5 \leq 1000\ V$	$934 \leq 1000\ V$	$976.5 \leq 1000\ V$
$N_p \times I_{mp} \leq I_{max\ inversor}$	$25.74 \leq 25\ A$	$8.58 \leq 15\ A$	$8.58 \leq 10\ A$	$34.32 \leq 36\ A$
$0.7 \times P_{max\ MPPT} \geq N_s \times N_p \times P_{módulo} \leq 1.2 \times P_{max\ MPPT}$	$8\ 750 \geq 11\ 925 \leq 15\ 000\ Wp$	$4\ 900 \geq 6\ 095 \leq 8\ 400\ Wp$	$3\ 780 \geq 5\ 830 \leq 6\ 480\ Wp$	$14\ 315 \geq 24\ 380 \leq 24\ 540\ Wp$

As configurações escolhidas permitem um correto funcionamento do inversor a instalar, é de notar que no caso do inversor Delta com os *MPPT's* chantados a corrente ultrapassa a corrente máxima do inversor, mas como estamos a falar em condições ótimas estes valores nunca serão atingidos visto que na realidade as condições atmosféricas podem andar próximas das condições ideais, mas nunca atinge essas condições, assim sendo, e como estamos a falar de mais 0.7 A, representa 2.8 % sobre o valor máximo, não impede o bom funcionamento do inversor, além de que o inversor tem tolerância sobre os valores máximos apresentados no seu *datasheet*. Depois de se efetuar este dimensionamento manual também se recorreu aos simuladores das marcas dos inversores para comprovar o bom funcionamento dos inversores, as simulações efetuadas estão presentes no anexo D.1 e D.2, é de notar que não foi possível efetuar o dimensionamento no *software* da Delta do inversor com os *MPPT's* chantados visto que esta é uma das limitações do *software* e não apresenta essa possibilidade de efetuar o dimensionamento.

### 5.3.2. Dimensionamento da cablagem e proteções

- **Dimensionamento da cablagem e proteções AC**

O dimensionamento da cablagem e proteções é necessário tendo como objetivo uma correta escolha do cabo a utilizar bem como das proteções de modo a satisfazer as condições técnicas exigidas, entre as quais, a garantia de segurança de pessoas e bens, qualidade de serviço e fiabilidade (Matos, 1996).

O cálculo de  $I_B$  é efetuado a partir da carga prevista para a canalização, ou seja, a corrente máxima absorvida pelas cargas em simultâneo à tensão nominal. Deste modo a corrente é calcula pela equação (5.10) se a carga for alimentada por uma corrente monofásica, ou pela equação (5.11) se a carga for alimentada por uma corrente trifásica, em que  $S$  é potência aparente em VA,  $U_s$  é a tensão simples em volts. Para Portugal está convencionado uma tensão simples de 230 V e  $U_C$  é a tensão composta em volts, sendo que em Portugal, esta tensão assume o valor de 400 V.

$$I_B = \frac{S}{U_s} \quad (5.10)$$

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_C} \quad (5.11)$$

Para garantir a proteção face a sobrecargas é necessário que as proteções interrompam as correntes de sobrecarga nos condutores antes que estas possam provocar aquecimentos prejudiciais ao isolamento, às ligações, às extremidades ou aos elementos colocados nas proximidades das canalizações (Portaria n° 949-A/2006, 2006).

Este dimensionamento é um processo metódico e simples. Antes de efetuar o dimensionamento é necessário efetuar a definição de algumas variáveis utilizadas, a saber:

- $I_B \rightarrow$  Corrente de serviço em amperes;
- $I_Z \rightarrow$  Corrente máxima admissível na canalização elétrica em amperes;
- $I_N \rightarrow$  Corrente estipulada do dispositivo de proteção em amperes;
- $I_2 \rightarrow$  Corrente convencional de funcionamento da proteção em amperes;
- $\Delta U \rightarrow$  Queda de tensão na canalização em volts.

Para o correto dimensionamento é necessário que sejam cumpridas determinadas condições técnicas, sendo essas condições representadas pela equação (5.12) e pela equação (5.13). A queda de tensão na canalização terá de ser inferior ao que está regulamentado.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.12)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (5.13)$$

Deste modo, embora não seja para alimentar uma carga, mas sim ligar um gerador fotovoltaico à instalação elétrica, a potência máxima que irá transitar no cabo é a potência máxima do inversor fotovoltaico, deste modo a potência máxima do inversor trifásico da Delta é de 10.5 kVA, como o fator de potência é unitário, então não existe potência reativa, logo  $S = P = 10.5 \text{ kW}$ . Aplicando a equação (5.11) obtém-se  $I_B$ .

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_C} = \frac{10\,500}{\sqrt{3} \times 400} = 15.15 \text{ A}$$

Para o inversor da SMA a sua potência máxima é de 20 kW, assim aplicando a equação (5.11) obtém-se o  $I_B$ .

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_C} = \frac{20\,000}{\sqrt{3} \times 400} = 28.87 \text{ A}$$

Depois do cálculo do  $I_B$  existe a necessidade de consultar as Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão (RTIEBT) para se escolher o método da instalação da cablagem, sendo que no caso desta instalação, foi escolhido o método B, este método representa a instalação de condutores isolados ou cabos mono ou multicondutores em calhas fixadas a elementos da construção em percursos horizontais, (Portaria nº 949-A/2006, 2006).

**Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência A, B e C**

(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Três condutores carregados
- Cobre ou alumínio
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm <sup>2</sup> )	Método de referência		
	A	B	C(*)
<i>Condutores de cobre</i>			
1,5	17,0	20,0	22
2,5	23	28	30
4	31	37	40
6	40	48	52
10	54	66	71
16	73	88	96
25	95	117	119
35	117	144	147
50	141	175	179
70	179	222	229
95	216	269	278
120	249	312	322
150	285	-	371
185	324	-	424
240	380	-	500
300	435	-	576
<i>Condutores de alumínio</i>			
2,5	19,0	22	24
4	25	29	32
6	32	38	41
10	44	52	57
16	58	71	76
25	76	93	90

Figura 5.5 – Quadro com as correntes admissíveis em amperes utilizada no dimensionamento do cabo, (Portaria nº 949-A/2006, 2006).

Assim para um  $I_B$  de 15.15 A seção mínima necessária seria de 2.5 mm<sup>2</sup>. No caso do  $I_B$  de 28.87 A seção mínima teria de ser de 4 mm<sup>2</sup>. Como o dispositivo de proteção a utilizar são disjuntores sem regulação, então, e segundo as RTIEBT,  $I_2 = 1.45 \times I_N$ , sendo que se o dispositivo de proteção a instalar fosse fusível então  $I_2 = 1.6 \times I_N$ , visto que a corrente estipulada dos fusíveis será superior ou igual a 16 A. Deste modo para um  $I_B$  de 28.87 A foi selecionado um disjuntor de 40 A e para um  $I_B$  de 15.15 A foi selecionado um disjuntor de 20 A como já referido anteriormente.

Ao aplicar a equação (5.12) e a equação (5.13) ao  $I_B$  de 15.15 A obteve-se a seguinte relação presente na tabela 5.5 –

Tabela 5.5 – Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alterna para o inversor Delta.

$I_B = 15.15 \text{ A}$	$I_B \leq I_N \leq I_Z$	$I_2 \leq 1.45 \times I_Z$
$I_Z = 28 \text{ A} \rightarrow \text{seção de } 2.5 \text{ mm}^2$	$15.15 \leq 20 \leq 28 \text{ A}$	$29 \leq 40.5 \text{ A}$
$I_N = 20 \text{ A}$		
$I_2 = 1.45 \times I_N$		

Assim, conclui-se que pela tabela 5.5 existe o cumprimento das condições técnicas exigidas, uma vez que a distância máxima do cabo será de dois metros, no pior cenário, pode-se desprezar a queda de tensão, pois esta é praticamente nula. Deste modo, o cabo selecionado deveria ser o XV 0.6/1 kV 5G2.5 mm<sup>2</sup>.

No caso de  $I_B$  tomar o valor de 28.87 A e aplicando a equação (5.12) e a equação (5.13) obtém-se a seguinte relação presente na tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alterna para o inversor SMA.

$I_B = 28.87 \text{ A}$	$I_B \leq I_N \leq I_Z$	$I_2 \leq 1.45 \times I_Z$
$I_Z = 37 \text{ A} \rightarrow \text{seção de } 4 \text{ mm}^2$	$28.87 \leq 40 \leq 37 \text{ A}$  Falso	$58 < 53.65$  Falso
$I_N = 40 \text{ A}$		
$I_2 = 1.45 \times I_N$		

Como pode ser visualizado, na tabela 5.6, as condições impostas pelas equações (5.12) e (5.13) não são cumpridas, deste modo, a seção do cabo terá de ser maior, passando a ser de 6 mm<sup>2</sup>.

Depois de se efetuar a correção da seção do cabo a utilizar chega-se à relação presente na tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Verificação do cumprimento das restrições impostas pela Portaria nº 949-A/2006 para o dimensionamento de cablagem de corrente alterna para o inversor SMA.

$I_B = 28.87 \text{ A}$	$I_B \leq I_N \leq I_Z$	$I_2 \leq 1.45 \times I_Z$
$I_Z = 48 \text{ A} \rightarrow \text{seção de } 6 \text{ mm}^2$	$28.87 \leq 40 \leq 48 \text{ A}$	$58 \leq 69.6 \text{ A}$
$I_N = 40 \text{ A}$		
$I_2 = 1.45 \times I_N$		

Esta seção de  $6\text{mm}^2$  satisfaz as condições técnicas exigidas, sendo que a queda de tensão pode ser desprezada uma vez que o cabo não atingirá uma distância de dois metros, pois inversor está instalado junto ao quadro de injeção.

Por uma questão económica, em vez de se utilizarem dois cabos distintos, um para um  $I_B$  de 15.15 A e outro para um  $I_B$  de 28.87 A, escolheu-se a utilização em todas as instalações de um cabo XV 0.6/1 kV 5G6  $\text{mm}^2$ , visto que existia uma grande quantidade deste cabo em *stock*.

- **Dimensionamento da cablagem e proteções DC**

Nesta instalação devido à relativa proximidade do local de instalação dos módulos fotovoltaicos ao inversor e à pouca quantidade de módulos a instalar só foram utilizados cabos DC para a ligação das *strings* ao inversor.

Segundo a norma **IEC 60364-7-712** o cabo principal DC terá de pelo menos suportar correntes de curto-circuito 1.25 vezes superiores à corrente de curto-circuito de uma *string*, equação (5.14).

$$I_{\text{max.cabo}} = 1.25 \times I_{\text{sc.string}} \quad (5.14)$$

Deste modo, o cabo DC terá de suportar correntes de 11.23 A segundo a equação (5.14), visto que a  $I_{\text{sc.string}}$  toma valores de 8.98 A.

O cabo que foi selecionado permite correntes até 57 A o que cumpre com a condição, existia a possibilidade de utilizar outro cabo com uma seção inferior, mas uma vez que existiam diversas bobines deste cabo em stock, preferiu-se utilizar o que existia em stock.

Por outro lado, esta norma informa que podem existir perdas no cabo no máximo em 1%, assim aplicando a equação (5.15) obtém-se as perdas espectáveis que vão existir no cabo.

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{\text{cabo}} \times I_{\text{mpp}}}{S_{\text{cabo}} \times \sigma} \quad (5.15)$$

Em que  $P_{DC}$  representa a potência de perdas no cabo,  $L_{\text{cabo}}$  representa a maior distância existente entre uma *string* e o inversor,  $I_{\text{mpp}}$  a corrente de serviço da *string*,  $S_{\text{cabo}}$  a

secção do cabo e  $\sigma$  é a condutividade elétrica do material (56 S.m/mm<sup>2</sup> para cobre e 43 S.m/mm<sup>2</sup> para alumínio).

Para determinar as perdas de potência em percentagem, equação (5.16), basta dividir as perdas de potência,  $P_{DC}$ , pela potência da *string* ou *strings* de acordo com a configuração selecionada.

$$P_{DC}\% = \frac{P_{DC}}{P_{string}} \times 100 \quad (5.16)$$

Uma configuração utilizada também foi a ligação de duas *strings* iguais em paralelo ao mesmo cabo, neste caso existiram duas configurações distintas, uma configuração em paralelo entre duas *strings* de 15 módulos e outra configuração em paralelo entre duas *strings* de 23 módulos, outras configurações utilizadas foram a de uma *string* de 15 módulos ligada diretamente ao inversor tal como aconteceu com uma *string* de 23 módulos e outra de 22 módulos. Assim aplicando a equação (5.15) e a equação (5.16) obtém-se a tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Cálculo das perdas de potência para a maior distância de cada configuração utilizada.

configuração	1 <i>string</i> de 15 módulos	2 <i>strings</i> de 15 módulos	2 <i>strings</i> de 23 módulos	1 <i>strings</i> de 23 módulos	1 <i>string</i> de 22 módulos
$L_{cabo}$	30 m	30 m	45 m	10 m	10 m
$I_{MPPT}$	8.58 A	2 x 8.58 A	2 x 8.58 A	8.58 A	8.58 A
$P_{DC}$	1.995 W	2.595 W	5.986 W	0.43 W	0.43 W
$P_{DC}\%$	0.05%	0.033%	0.049%	0.007%	0.007%

Pela tabela 5.8 conclui-se que as perdas de potência na cablagem DC não serão superiores a 1%, pois no pior cenário atingirão no máximo 0.05% em condições STC, sendo assim na realidade as perdas deverão ser inferiores devido ao não funcionamento dos vários sistemas fotovoltaicos nestas condições, mas podendo funcionar em condições próximas das STC pois no ambiente que nos rodeia não conseguimos controlar as condições climáticas, assim as perdas serão sempre inferiores.

O dimensionamento dos seccionadores fusíveis + fusíveis para efetuar a proteção da parte DC da instalação além de permitir o deslastre da parte DC segue a norma IEC 60364-7-712. Deste modo, o dimensionamento deve ser efetuado para uma tensão

máxima de circuito aberto,  $V_{OC}$ , a uma temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$  e para uma corrente de serviço máxima ( $I_{B.DC}$ ) de 1.25 vezes superiores à corrente de curto-circuito de uma *string* visto que a proteção foi efetuada por *string*. Para efetuar o cálculo de  $V_{OC(-10^{\circ}\text{C})}$  recorreu-se à equação (5.13) e à equação (5.14) para o cálculo de ( $I_{B.DC}$ ) que tomará valores iguais a  $I_{max.cabo}$ , deste modo foi obtida a tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Valores de tensão e corrente para o dimensionamento da proteção DC a instalar.

configuração	1 <i>string</i> de 15 módulos	2 <i>strings</i> de 15 módulos	2 <i>strings</i> de 23 módulos	1 <i>strings</i> de 23 módulos	1 <i>string</i> de 22 módulos
$V_{OC(-10^{\circ}\text{C})}$	636.84 V		976.49 V		934.03 V
$I_{B.DC}$ em condições STC	11.23 A	22.46 A	22.46 A	11.23 A	11.23 A
$I_{B.DC}$ em condições NOCT	9.08 A	18.09 A	18.09 A	9.08 A	9.08 A

Embora pelas condições STC existia a necessidade da instalação de fusíveis de 12 A ou de 25 A, pelos cálculos efetuados para as condições NOCT, sendo estas condições mais realistas e com características mais próximas dos valores reais de produção fotovoltaica, seria necessário a instalação de fusíveis de 10 A ou de 20 A de acordo com o tipo de configuração, sendo estes últimos fusíveis os escolhidos.

### 5.3.3 Dimensionamento da estrutura

Como já referido no ponto 5.2.1 a estrutura teria de seguir os requisitos mínimos impostos, o que se veio a verificar pela análise do *datasheet* da mesma, sendo que pela análise da tabela 5.1 presente no mesmo ponto verifica-se que serão necessários dois tipos de estrutura, um tipo para instalação em cobertura plana e outro tipo para instalação em cobertura inclinada. No entanto, a estrutura para a cobertura inclinada pode variar de acordo com o tipo de telhado em que se efetuará a instalação, visto que existia um local em que a cobertura era em telha e outro local em que a cobertura era em chapa *sandwich*.

- **Estrutura para cobertura plana**

A estrutura para cobertura plana era constituída por triângulos, perfil, maciços e roofmate.



A função dos triângulos era proporcionar uma correção do ângulo de incidência da radiação no módulo fotovoltaico de modo a otimizar a produção de energia, sendo que, nas diversas instalações foram colocados com um ângulo de  $25^\circ$  entre o módulo fotovoltaico e a cobertura ( $B$ ). De uma forma simples, este ângulo pode ser calculado recorrendo à equação (5.17). Observando a figura 5.6, verifica-se que o mesmo assume um valor diferente para cada dia do ano (Shruthi K J, 2016).

$$B = l - \delta_s \quad (5.17)$$

Como nestas instalações os módulos são fixos, ou seja, não funcionam como seguidor solar, existiu a necessidade de escolher um ângulo que permitisse uma boa produção ao longo do ano. Deste modo foi selecionado um ângulo de  $25^\circ$ . Esta escolha permitiu otimizar a produção de energia durante os meses de verão.

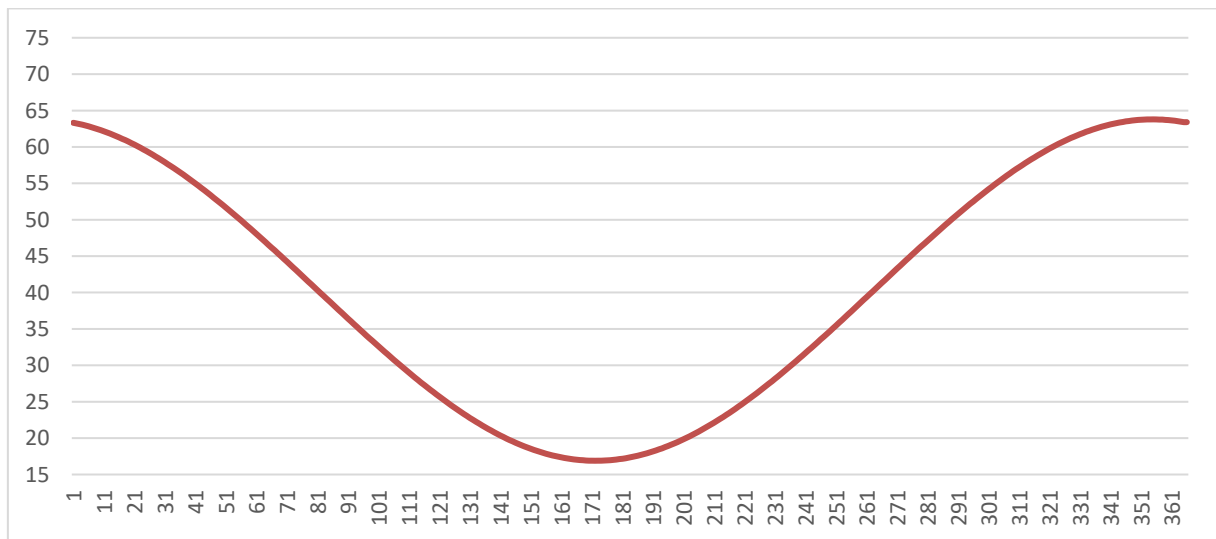


Figura 5.6 - Variação da inclinação perfeita em graus do módulo fotovoltaico ao longo do ano calculada através da equação (5.17).

Os maciços instalados serviam de fixação para os triângulos, pois em algumas cobertura não existia a possibilidade de se efetuar uma fixação à estrutura existente da cobertura, assim foram colocados dois maciços por triângulo com um peso total de 55 kg por triângulo (figura 5.7).



Figura 5.7 - Colocação dos maciços sobre o roofmate e disposição de um triângulo fixo aos maciços. O roofmate é um isolante utilizado na construção civil, mas neste caso tem a função de proteger a cobertura ficando entre a cobertura e o maciço, assim se o maciço for deslocado não rasga a cobertura.

Depois de colocar todos os triângulos era colocado o perfil a unir todos os triângulos ficando perpendicular aos triângulos( figura 5.8). O perfil serve de base para a fixação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 5.8 - Vista em detalhe da colocação do perfil sobre os triângulos

Devido à existência de sombreamento causado pela estrutura em triângulo é necessário deixar um espaçamento entre fileiras, sendo essa distância calculado pela equação (5.18). Na figura 5.9 estão demonstradas as diversas constantes a utilizar no cálculo da distância entre fileira,  $d_1$ .



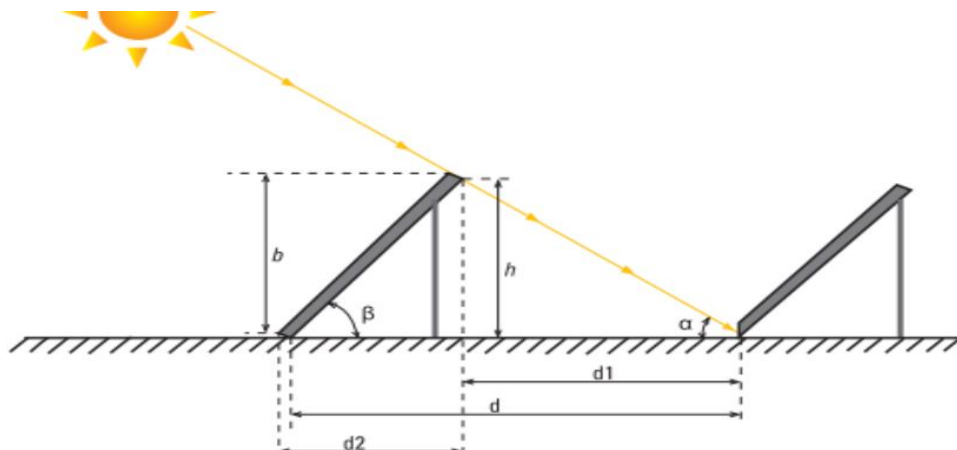


Figura 5.9 - Esquema da distância entre fileira de módulos fotovoltaicos (Cortez, 2013).

$$d_1 = b \times \left( \cos \beta \times \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right) \quad (5.18)$$

O valor de  $\alpha$  a utilizar no cálculo da distância entre fileiras terá de ser o mais reduzido, visto que o dimensionamento deve ser efetuado para o pior caso, para a cidade de Águeda o pior ângulo toma o valor de  $25.54^\circ$  (figura 5.10).

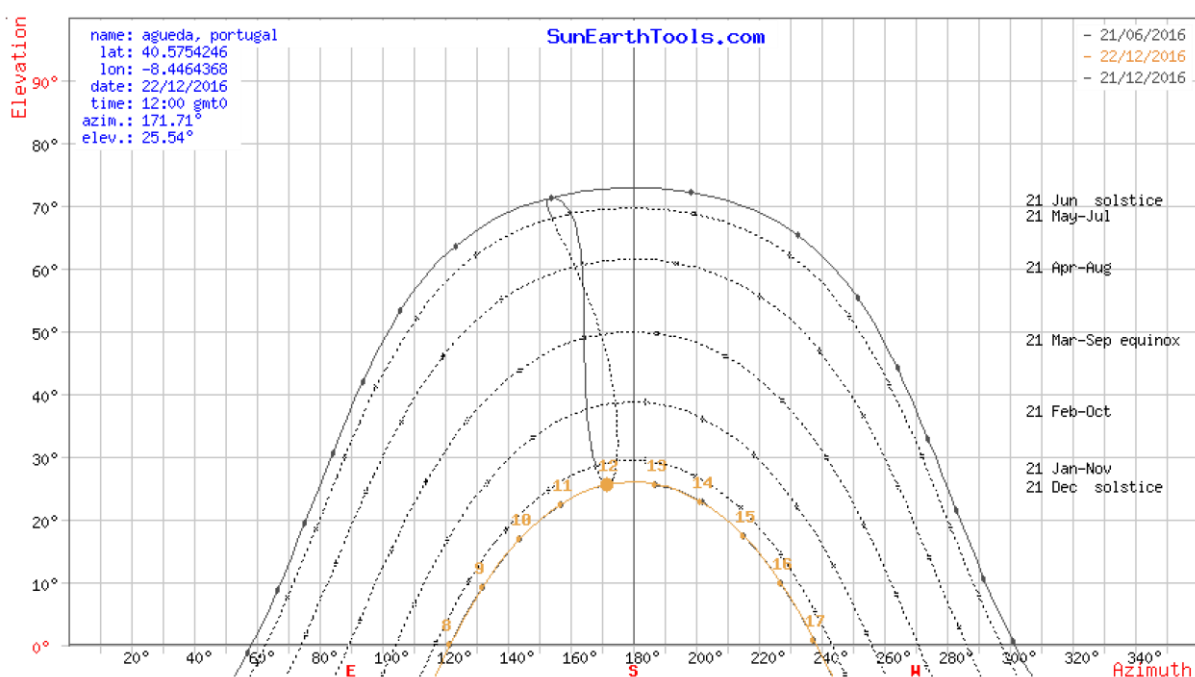


Figura 5.10 - Gráfico com a trajetória solar ao longo de um ano para a cidade de Águeda (SunEarthTools, s.d.).

Deste modo, aplicando a equação (5.18) obtém-se a distância necessária entre fileiras de módulos fotovoltaicos.

$$d_1 = b \times \left( \cos \beta \times \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right) \Leftrightarrow d_1 = 1.64 \times \left( \cos 25^\circ \times \frac{\sin 25^\circ}{\tan 25.54^\circ} \right) \Leftrightarrow d_1 \approx 1.32 \text{ m}$$

A distância mínima entre fileiras teria de ser de 1.32 m, em algumas obras foi possível efetuar um maior espaçamento e algumas fileiras encontram-se distanciadas de 1.45 m.

- **Estrutura para cobertura inclinada**

Em duas instalações com cobertura em chapa *sandwich* não houve correção de ângulo, ficando os módulos instalados com a inclinação da cobertura, embora a produção seja ligeiramente inferior, o custo de efetuar a correção de ângulo não era viável visto que a diferença de produção era reduzida. Na outra instalação em chapa *sandwich* existiu a necessidade de utilizar triângulos para efetuar uma correção da orientação, neste caso para sul, a fixação dos triângulos neste caso foi diretamente à chapa *sandwich* através da utilização de parafusos M 6 auto-roscantes.

A instalação em cobertura inclinada era em telha cerâmica e a instalação é mais complexa visto que neste caso foi necessário efetuar a furação da telha na parte alta da mesma para efetuar o suporte do perfil as vigas do telhado. A fixação do perfil às vigas de madeira do telhado é efetuada através da colocação de um barão roscado, o varão utilizado está demonstrado na figura 5.11, sendo este composto por diversas peças, o próprio varão tem dois tipos de rosca distintos, uma rosca para enroscar diretamente em madeira e outro rosca denominada de rosca DIN de tamanho M 10 para efetuar o ajuste da altura a que fica o perfil.



Figura 5.11 – varão utilizado para fixação do perfil à estrutura para cobertura inclinada em telha cerâmica (K2-systems, 2017).

Na extremidade da rosca DIN do lado da rosca de madeira é colocada uma borracha com anilha e porca de modo a efetuar o ajuste da borracha à telha mantendo a estanquicidade da cobertura (figura 5.12).

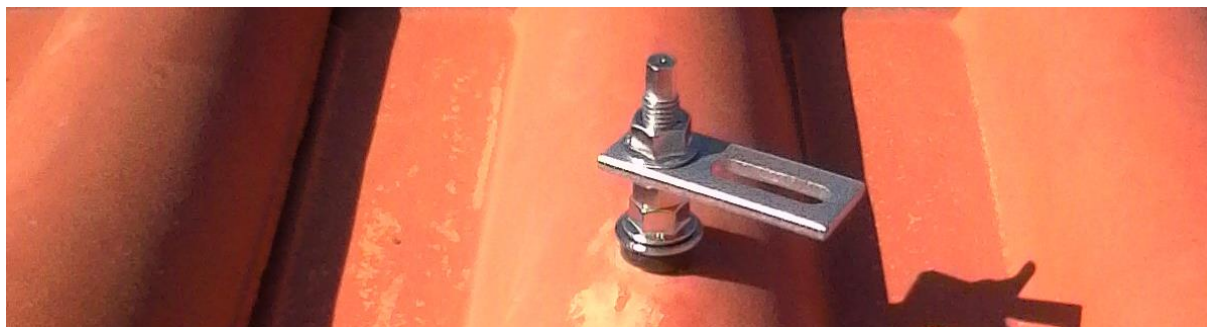


Figura 5.12 – Vista em pormenor da colocação do varão em telha cerâmica depois de efetuar o ajuste da borracha para manter a estanquicidade.

Depois de se efetuar a instalação de todos os varões necessários à fixação do perfil de modo que estejam todos alinhados entre si é colocado sobre o varão o perfil (figura 5.13) para efetuar a fixação dos módulos posteriormente.



Figura 5.13 - Montagem do perfil alinhado para a colocação dos módulos fotovoltaicos.

Na cobertura inclinada em chapa *sandwich* é utilizada outro tipo de estrutura, em que é colocada uma peça em alumínio, denominada *speedrail*, (figura 5.14) sobre a chapa e é aparafusada essa peça diretamente à chapa. O local onde é inserido o parafuso de fixação dos *speedrail* à chapa é colocado uma tira de neopreno para garantir a estanquicidade da furação.

O neopreno é um tipo de borracha sintético com diversas propriedades, entre as quais tem um alto nível de maleabilidade é impermeável e possui propriedades anti-degenerativa.



Figura 5.14 - Vista do *speedrail* da K2 systems em pormenor (K2-systems, 2017).

Os módulos fotovoltaicos são colocados diretamente em cima destes *speedrail* como pode ser visualizado na figura 5.15.



Figura 5.15 - Pormenor da fixação dos módulos fotovoltaicos ao speedrail.

A fixação dos módulos ao perfil ou aos *speedrail* é efetuado através da colocação de topos para fixação lateral dos módulos fotovoltaicos que ficam nas extremidades e de meios para fixação entre módulos fotovoltaicos, sendo que é colocado um parafuso no topo ou no meio que irá ser apertado numa palometa, figura 5.16, esta palometa é inserida dentro do perfil, pois este tem ranhuras próprias para essa finalidade.

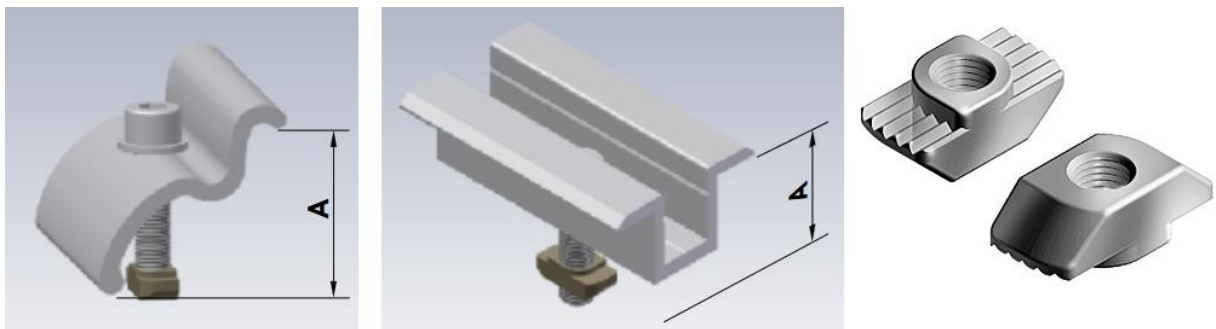


Figura 5.16 - Ilustração dos topos (à esquerda), meios (ao centro) e palometas (à direita) utilizados.

É de notar que o município de Águeda teve de validar todas as etapas a realizar bem como todos os equipamentos/material utilizado antes do início da implementação das instalações fotovoltaicas.

## 5.4 Estudo da implementação das instalações fotovoltaicas

Antes de se iniciar as obras no terreno foi necessário efetuar uma implementação das instalações fotovoltaicas a instalar, neste caso foi só utilizado um software de desenho denominado de Sketchup® pois não era necessário efetuar nenhum estudo económico pois já estava definido as características técnicas das instalações no caderno de encargos. Deste modo, foi agendado com o município uma visita técnica aos locais das instalações, tabela 5.10, para identificar os espaços nas coberturas onde poderia ser implementada as instalações, assim, o município definiu as áreas onde poderiam ser instalados os módulos.

Tabela 5.10 - Localização das instalações a implementar as diversas instalações fotovoltaicas (Águeda, 2016).

Edifício	Morada	Medidas de Eficiência Energética
1. Biblioteca Municipal	Av. 25 de Abril, 3, 3750-101, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC
2. Centro Escolar de Aguada de Cima	Rua das Escolas, 201, 3750-049, Aguada de Cima	Solução Fotovoltaicos - UPAC
3. Centro Escolar de Barrô	Rua do Pavilhão Gimnodesportivo, 81, 3750-351, Barrô	Solução Fotovoltaicos - UPAC
4. Centro Escolar da Borralha	Rua S. Tiago, 195, 3750-858, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC
5. Centro Escolar de Fermentelos	Rua Prof. Artur Nunes Vidal, 117, 3750-430, Fermentelos	Solução Fotovoltaicos - UPAC
6. Centro Escolar de Macinhata	Rua Dr Manuel Pereira da Graça, 211, 3750-593, Macinhata do Vouga	Solução Fotovoltaicos - UPAC
7. Centro Escolar de Recardães	Rua da Igreja, 248, 3750-721, Recardães	Solução Fotovoltaicos - UPAC
8. Centro Escolar da Trofa	Av. Da Escola, 165, 3750-791, Trofa	Solução Fotovoltaicos - UPAC
9. Centro Escolar de Valongo	Rua Insp Arménio Gomes dos Santos, 14, 3750-808, Valongo do Vouga	Solução Fotovoltaicos - UPAC
10. Estádio Municipal de Águeda	Rua Hernâni Ferreira da Silva N.º 218, 3750-854, Borralha	Solução Fotovoltaicos - UPAC
11. Incubadora de Empresas de Águeda	Rua Luís de Camões, 64, 3750-159, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC

Inicialmente e segundo a tabela 5.1 presente no ponto 5.2.1, eram para ser efetuadas nove instalações em cobertura plana, e duas em cobertura inclinada, mas no decorrer das visitas técnicas foi detetado uma nova área que poderia ser utilizada que não tinha sido não identificada pelo município, assim foi alterada o tipo de cobertura para cobertura inclinado no centro escolar de Recardães.

Depois de se efetuar um estudo das áreas definidas pelo município efetuou-se o seguinte dimensionamento das onze instalações estando o dimensionamento presente no anexo E. No final de efetuar o estudo da implementação das instalações foi apresentado ao município para ser validado de modo a existir autorização para o início da implementação física das instalações. Depois de efetuar uma análise das



implementações efetuadas o município levantou dúvidas em relação à implementação na incubadora, deste modo foi solicitado mais informação sobre o modo de instalação daquela estrutura. Respondendo á solicitação do município foi efetuado uma demonstração da estrutura utilizada na instalação em ilustração, anexo F.

O caderno de encargos para estas instalações também previa a entrega de um cronograma (figura 5.17) que respeitasse o espaço temporal que era imposto pelo caderno de encargos, sendo este espaço temporal definido até dia 15 de dezembro de 2016.



## Cronograma de Execução das UPAC do Município de Águeda

Início de Obra:

Designação	Início de execução	Final de execução
1. Biblioteca Municipal Av. 25 de Abril	24/10/2016	15/12/2016
2. Centro Escolar de Aguada de Cima	24/10/2016	15/12/2016
3. Centro Escolar de Barrô	24/10/2016	15/12/2016
4. Centro Escolar da Borralha	24/10/2016	15/12/2016
5. Centro Escolar de Fermentelos	24/10/2016	15/12/2016
6. Centro Escolar de Macinhata	24/10/2016	15/12/2016
7. Centro Escolar de Recardães	24/10/2016	15/12/2016
8. Centro Escolar da Trofa	24/10/2016	15/12/2016
9. Centro Escolar de Valongo	24/10/2016	15/12/2016
10. Estádio Municipal de Águeda	24/10/2016	15/12/2016
11. Incubadora de Empresas de Águeda	24/10/2016	15/12/2016

Figura 5.17 - Cronograma das instalações fotovoltaicas a efetuar para o município de Águeda.

Como o resultado final do concurso só foi publicado a 25 de novembro de 2016, o que impossibilitou o cumprimento do cronograma apresentado e em negociação com o município não houve entraves ao prolongamento do prazo para finalizar a obra. Assim

o arranque físico da obra ocorreu no dia 15 de dezembro de 2016, visto que existiu a necessidade de obter autorização por parte do município para efetuar a instalação de acordo com o projetado. A primeira instalação a ser iniciado foi a do centro escolar de Recardães, sendo que nesse dia ficou a instalação terminado no exterior, ou seja, foi colocada a estrutura para cobertura inclinada em chapa *sandwich*, depois foi colocada a cablagem de modo a ficar protegida pelos módulos e por fim foram colocados os módulos fotovoltaicos, ficando por finalizar a instalação na parte interior do edifício, optou-se por terminar primeiro a parte que fica no exterior devido as condições climáticas que permitiam trabalhar ao ar livre, nos dias que não existisse possibilidade de trabalhar ao ar livre iria-se efetuar a parte que fica no interior do edifício, isto é, instalação de quadros e inversor.

No dia seguinte procedeu-se de igual forma no centro escolar da Borralha visto que era a outra instalação em cobertura inclinada em chapa *sandwich*.

No terceiro dia iniciou-se a instalação no centro escolar de Barrô, sendo esta cobertura embora inclinada, mas com orientação errada, desta forma foram utilizados triângulos para efetuar a correção da orientação para sul, neste dia ficou terminada a parte da obra sujeita à intempérie, ficando os triângulos foram aparafusados à telha de *sandwich*. A instalação que se seguiu foi a da biblioteca, era a maior instalação a ser efetuada tendo proporções no tempo de realização da mesma, visto que a instalação de 92 módulos fotovoltaicos em triângulos com lancis e roofmate, assim para efetuar a parte da instalação à intempérie foram necessários três dias para ficar concluída.

A seguinte instalação a ser efetuada no exterior foi o estádio, levando cerca de dia e meia para efetuar a instalação ao exterior, visto que o local de instalação tinha uma cobertura plana em placa de cimento com gravilha por cima, o que obrigou a que se afastasse a gravilha para colocar os maciços nivelados e em segurança, depois de se efetuar a colocação dos maciços, triângulos e perfil teve-se que proceder à recolocação da gravilha, de seguida procedeu-se à colocação da cablagem DC e dos módulos fotovoltaicos.

A sexta instalação a ser efetuada foi a do centro escolar da trofa, sendo a sua instalação no exterior igual à do estádio, visto que este centro escolar tinha uma cobertura plana em placa de cimento com uma camada de gravilha por cima, esta instalação demorou

cerca de dois dias a ser efetuar no exterior. A seguinte instalação a ser efetuado foi a do centro escolar de Valongo, tendo esta uma instalação igual às duas anteriores.

A última instalação a ser efetuado no exterior antes da paragem devido as condições climáticas foi a do centro escolar de Águada de cima, sendo esta instalação de características iguais as três anteriores, assim foram necessários dois dias para a conclusão da mesma no exterior.

Depois de concluir estas oito instalações no exterior, iniciou-se a conclusão das mesmas, na parte interior, ou seja, foram instalados os quadros e inversores nas diversas instalações, sendo que para isso foi necessário um dia para cada instalação. Finalizado a instalação física de quatro das oito instalações, ficando a instalação biblioteca, centro escolar da Trofa, de Valongo e de Águada de Cima por terminar, foram efetuados os registos no SERUP das instalações terminadas, sendo que os certificados de exploração das quatro instalações foram emitidos a 3 de fevereiro de 2017, embora estivessem terminadas fisicamente desde o dia 6 de janeiro de 2017, possibilitando que estas instalações entrassem em operação.

Com as condições climáticas inconstantes e não existindo a possibilidade de trabalhar ao exterior foram sendo concluídas no interior as instalações. Depois de se concluir cinco das oito instalações existiu uma paragem na obra devido a questões burocráticas por parte do município que atrasou o pagamento da primeira prestação como estava inscrito no caderno de encargos. Ultrapassando estas burocracias por parte do município com garantias de pagamento dentro do novo prazo acordado retomou-se as instalações que faltavam terminar. As instalações foram retomadas, sendo reiniciadas no centro escolar da Macinhata, esta instalação foi efetuada num terreno adjacente ao centro escolar, deste modo, os lancis foram colocados sobre terra que se encontrava nivelada, de seguida foram colocados os triângulos sobre os lancis, seguidamente o perfil, cablagem DC e por fim os módulos fotovoltaicos, demorando cerca de dois dias a efetuar a instalação. A Próxima instalação a ser efetuada ao exterior foi a do centro escolar de Fermentelos, esta teve em especial ter sido efetuada a um sábado visto que a implementação da instalação requeria a utilização do espaço onde circulavam crianças, assim deste modo, efetuou-se a instalação a um sábado não oferecendo perigo para os demais utilizadores da instalação. Esta instalação foi projetada de modo a construir uma pala sobre janelas, sendo essa pala constituída por

cerca de 31 módulos colocados em triângulos. Os restantes módulos foram colocados na cobertura aparafusados diretamente à placa de cimento que constituía a cobertura (figura 5.18), esta instalação demorou cerca de um dia a ficar concluída totalmente, ou seja, quer no exterior quer no interior.



Figura 5.18 - Instalação dos módulos fotovoltaicos no edifício do centro escolar de Fermentelos.

A última instalação a ser efetuada foi a da incubadora, tendo como cobertura um telhado em telha cerâmica, esta instalação demorou cerca de três dias a ser efetuada. Depois de se terminar todas as obras exteriores foram realizadas as instalações nos interiores. Finalizando assim a obra fisicamente foram realizados os restantes registos no SERUP sendo emitidos os restantes certificados de exploração no dia 16 de fevereiro de 2017.

Depois de se obter os certificados de exploração foram criados os onze manuais de utilizador de instalações fotovoltaicas, no anexo G encontra-se um manual de utilizador de instalações fotovoltaico tipo.

## **5.5 Verificação do funcionamento das instalações fotovoltaicas**

Depois de se efetuar a criação de todos os manuais foi marcada uma reunião para efetuar a entrega dos mesmos. Além de ter como finalidade a entrega dos manuais para a mesma reunião efetuou-se um estudo para verificar o correto funcionamento das onze instalações, bem como efetuar uma comparação entre instalações, tendo em conta que embora geograficamente algumas se encontrassem afastadas o que poderia traduzir-se em funcionamentos idêntico, mas com desfasamento temporal.

Deste modo, foram retirados os valores de produção de um dia através da plataforma AceVision, criando o gráfico presente na figura 5.19.

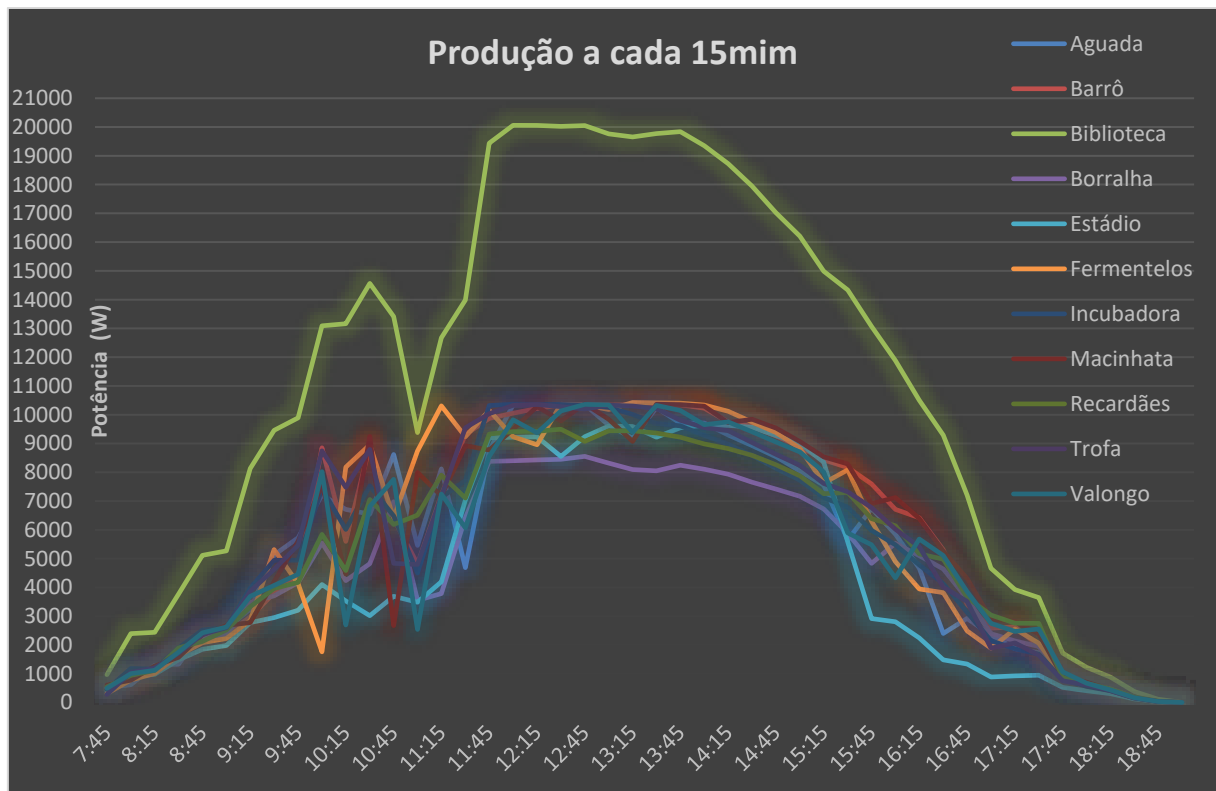


Figura 5.19 – Produção de energia elétrica através do sistema fotovoltaico instalado para as onze instalações efetuadas no dia 21 de março de 2017.

Efetuada uma análise da figura 5.19, verifica-se que existe uma produção de forma homogênea entre instalações, mesmos que estejam afastadas geograficamente e características de montagem diferentes. Também se verifica que no período das 9h45 às 11h45 existiu uma variação da produção em todas as instalações, isso deveu-se à presença de alguma nebulosidade. Pela observação da mesma figura também se pode concluir que uma pequena variação do ângulo de inclinação dos módulos praticamente não influencia a produção de energia elétrica. Esta situação pode ser visualizada pela comparação das curvas de produção do centro escolar de Recardães (montagem em chapa *sandwich*), incubadora (montagem em telha cerâmica) e pelo centro escolar da Trofa (montagem em triângulos). Apesar das três instalações terem ângulos de inclinação distintos a produção pode-se dizer que é homogênea.



## 6. Software utilizado ao longo do estágio

Durante o estágio foram utilizados diversos *softwares* com diversas funcionalidades, sendo que o *software* de desenho utilizado foi o Sketchup com a finalidade de se efetuar projeções 3D da instalação que estava a ser projetada. O *software* de dimensionamento e estudo económico utilizado foi o PVSol. Para efetuar dimensionamentos mais pequenos, essencialmente para o setor doméstico foram utilizados formulários tipo, criados em Excel de acordo com o tipo de tarifário contratado. Para efetuar os projetos foi utilizado o Autocad.

### 6.1 Sketchup

Este *software* CAD, figura 6.1, (desenho auxiliado por computador) permite a criação de projetos de forma fácil e com precisão de forma tridimensional. O Sketchup foi inicialmente criado com a finalidade de criar projetos 3D de arquitetura e engenharia civil, mas com o desenvolvimento do mesmo e com a criação de diversas ferramentas permitiu o uso deste de uma forma mais abrangente. Com a utilização deste *software* foi possível a criação de projetos 3D de modo a demonstrar ao cliente final a forma como a instalação do sistema fotovoltaico fica no seu edifício, deste modo, facilita a interpretação do sistema projetado pelo consumidor final. Também tem uma funcionalidade que permite a variação da luz/sombra com a duração do dia, o que permite em fase de projeto verificar se existe uma projeção de sombra sobre a instalação fotovoltaica, permitindo efetuar uma otimização da mesma (Inc, 2017).



Figura 6.1 - Logotipo do *software* Sketchup (Inc, 2017).

## 6.2 PVSol

O *software* PVSol (figura 6.2) é um *software* de dimensionamento e simulação de sistemas de fotovoltaicos, permitindo ainda efetuar um estudo económico do sistema projetado na sua versão *premium*, esta foi a versão utilizada. Permite também efetuar o dimensionamento 3D do sistema fotovoltaico a instalar. Apresenta algumas limitações no dimensionamento e projeção a 3D, principalmente ao nível de ferramentas de desenho, mas permite efetuar todas as verificações do sistema a implementar, desde o cálculo de perdas, sombreamento, dimensionamento de cablagem e estudo económico (valentin-software, 2017).



Figura 6.2 - Logotipo do *software* PVSol (valentin-software, 2017).

## 6.3 AutoCad

O AutoCad (figura 6.3) é um *software* de desenho assistido por computador tal como o Sketchup, embora permite efetuar desenho técnico a 2D e a criação de modelos a 3D. Este *software* é utilizado em diversas áreas tais como a arquitetura, engenharia civil, mecânica, eletrotécnica entre outras, pois à versão base permite acrescentar *updates* de acordo com a área em que se está a trabalhar (AutoDesk, 2017).

O AutoCad foi utilizado para efetuar a elaboração dos esquemas eletrotécnicos dos sistemas fotovoltaicos projetados a 2D.



Figura 6.3 - Logotipo do *software* AutoCad (AutoDesk, 2017).



## 7 Conclusões

O estágio realizado na empresa SunEnergy tornou-se uma mais-valia no colmatar do meu percurso académico, visto que permitiu assimilar novos conhecimentos sobre sistemas de produção de energia elétrica utilizando recursos renováveis, em especial através de sistemas fotovoltaicos, *softwares* utilizados para efetuar dimensionamentos e adquirir mais conhecimentos relacionados com os equipamentos utilizados nestes sistemas. Por outro lado, este estágio também foi importante, pois permitiu obter os primeiros contactos com o meio industrial e com os aspetos comerciais que se deve ter em atenção quando se abordam possíveis clientes e deste modo tomar conhecimento da realidade comercial do nosso país.

Embora neste relatório só seja abordado o projeto técnico para os sistemas fotovoltaicos do concurso público do município de Águeda, durante o estágio foram abordadas diversas soluções fotovoltaica em resposta a solicitações de clientes, quer clientes singulares (sistemas fotovoltaicos para habitações) quer clientes coletivos (sistemas fotovoltaicos para empresas. Para estes casos foram dimensionados sistemas de acordo com os consumos apresentados. Deste modo efetuava-se um dimensionamento para valores pouco superiores ao consumo base do diagrama de consumo da instalação, ou seja, era pretendido suprimir as necessidades energéticas que eram constantes ao longo dos dias. Deste modo, existia uma maior absorção da energia produzida pelo sistema fotovoltaico levando a uma maximização do investimento e desta forma permitia aumentar a taxa de retorno do mesmo, pois como já referenciado no capítulo 4, o preço de venda do excedente é muito inferior ao preço de aquisição da energia elétrica.

A procura por sistemas de produção descentralizada, neste caso a produção de energia fotovoltaica tem vindo a aumentar, pois é uma fonte de produção de energia limpa e inesgotável, que tem vindo a tornar-se com o desenvolvimento da tecnologia uma solução mais eficiente e barata. Existe também a necessidade de existir cada vez mais uma conciliação dos problemas ambientais em que nos encontramos inseridos e a procura por parte do consumidor de energia por soluções de poupança. Os sistemas fotovoltaicos permitem conciliar estes objetivos, visto que em média ao fim de 4/5 anos o investimento está recuperado e depois, até ao final da vida útil da instalação permite rentabilizar o investimento realizado por parte do consumidor. Esta poupança

no caso de ser uma instalação para um consumidor doméstico ou para o setor de serviços traduz-se numa redução do valor da fatura a pagar ao seu fornecedor de energia. No caso de uma instalação para o setor industrial, permite aumentar a competitividade, uma vez que permite reduzir os custos de produção. Numa sociedade cada vez mais competitiva quer a nível nacional quer a nível internacional, esta redução dos custos torna-se um fator muito importante para as empresas.

Durante a realização do estágio, também colaborei na correção de diversos formulários internos que com o passar dos anos tiveram de ser atualizados/modificados para se enquadrarem com as novas exigências técnicas e regulamentares.

Em suma, os objetivos do estágio penso que foram cumpridos com sucesso e será uma mais-valia para a minha vida pessoal e profissional.

## 8. Referências Bibliográficas

- Modulação PWM.* (s.d.). Obtido de [http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/mezaroba/materiais/Modulacao\\_PWM.pdf](http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/mezaroba/materiais/Modulacao_PWM.pdf)
- Águeda, C. M. (21 de 07 de 2016). Caderno de Encargos.
- Alternativa, S. –S. (06 de 2011). Obtido em 11 de 07 de 2017, de <https://mbecovilas.files.wordpress.com/2011/06/energia-solar-fotovoltaica.pdf>
- América do Sol. (s.d.). *Tipos de módulos fotovoltaicos*. Obtido de américa do Sol: <http://americadosol.org/tipos-de-modulos-fotovoltaicos/#toggle-id-4>
- Andrea Tomasi, B. P.-S. (2014). Back-Contacted Silicon Heterojunction Solar Cells With Efficiency >21%. *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, 4, 1046 - 1054. Obtido em 14 de 07 de 2017, de [http://pvlab.epfl.ch/heterojunction\\_solar\\_cells](http://pvlab.epfl.ch/heterojunction_solar_cells)
- Aparna Das, G. S. (2017). Photovoltaic H6-Type transformerless inverter topology. *2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)* (pp. 1-5). IEEE.
- Assef, Amauri. (s.d.). *Disciplina de Eletrônica de Potência – ET66B: Aula 21 – Conversores CC-CC, Conversor Buck*. Obtido de Universidade Tecnológica Federal do Paraná: [http://paginapessoal.utfpr.edu.br/amauriassef/disciplinas/eletronica-de-potencia/apresentacoes/Eletr\\_Pot1\\_21.pdf/view](http://paginapessoal.utfpr.edu.br/amauriassef/disciplinas/eletronica-de-potencia/apresentacoes/Eletr_Pot1_21.pdf/view)
- Assef, Amauri. (s.d.). *Disciplina de Eletrônica de Potência – ET66B: Aula 24 – Conversor CC-CC Elevador de Tensão Boost*. Obtido de Universidade Tecnológica Federal do Paraná: [http://paginapessoal.utfpr.edu.br/amauriassef/disciplinas/eletronica-de-potencia/apresentacoes/Eletr\\_Pot1\\_24.pdf/view](http://paginapessoal.utfpr.edu.br/amauriassef/disciplinas/eletronica-de-potencia/apresentacoes/Eletr_Pot1_24.pdf/view)
- AutoDesk. (2017). *AutoCad*. Obtido de <https://www.autodesk.pt/products/autocad/overview>
- Benoît Robyns, S. L. (s.d.). *Modelo equivalente*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Celule/Modele.htm>
- Bidyadhar Subudhi, R. P. (2013). A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 4*, 89-97.
- Carlos, J. (2013). *Curso Energia Solar - Módulo 5*. Obtido de <http://www.osol.com.br/wp-content/uploads/2014/10/MODULO-5-1.jpg>
- Carneiro, J. (2010). *ELECTROMAGNETISMO B: Simicondutores- Modelo matemático da célula fotovoltaica*. Guimarães: Escola de Ciências - Departamento de Física- Universidade do Minho.
- Celdas Fotovoltaicas*. (s.d.). Obtido de <http://www.digishop.cl/index.php?a=251&g2=0>
- Célula de CIGS*. (s.d.). Obtido de <http://www.energyka.com/media/2c5bdc10161adce2a5de4d64c2d805f09749beb2.jpg>
- Ciprian Nemes, F. M. (2012). An Analysis of a Photovoltaic Panel Model: Comparison Between Measurements and Analytical Models. *International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2012)*. Iasi, Romania.
- Conector MC4*. (s.d.). Obtido de Neosolar Energia: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/conector-mc4/>

- Cortez, R. J. (2013). *Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica*. Porto: U.Poro.
- David Meneses, F. B. (2013). Review and Comparison of Step-Up Transformerless Topologies for Photovoltaic AC-Module Application. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 28, NO. 6, 2649-2663.
- Dechan Angmo, N. E. (01 de 2014). *Indium Tin Oxide-Free Polymer Solar Cells: Toward Commercial Reality*. Obtido em 14 de 07 de 2017, de [https://www.researchgate.net/publication/263511807\\_Indium\\_Tin\\_Oxide-Free\\_Polymer\\_Solar\\_Cells\\_Toward\\_Commercial\\_Reality](https://www.researchgate.net/publication/263511807_Indium_Tin_Oxide-Free_Polymer_Solar_Cells_Toward_Commercial_Reality)
- Dechan Angmo, N. E. (01 de 2014). *Indium Tin Oxide-Free Polymer Solar Cells: Toward Commercial Reality*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de [https://www.researchgate.net/publication/263511807\\_Indium\\_Tin\\_Oxide-Free\\_Polymer\\_Solar\\_Cells\\_Toward\\_Commercial\\_Reality](https://www.researchgate.net/publication/263511807_Indium_Tin_Oxide-Free_Polymer_Solar_Cells_Toward_Commercial_Reality)
- Decreto-Lei nº 153/2014. (2014). *Diário de República*, 5298-5311.
- Decreto-Lei nº 189/88. (1988). *Diário de República*, 2289-2296.
- Decreto-Lei nº 34/2011. (2011). *Diário de República*, 1316-1325.
- Decreto-Lei nº 363/2007. (2007). *Diário de República*, 7978-7984.
- Decreto-Lei nº 68/2002. (2002). *Diário de República*, 2837-2839.
- DGEG. (2016). *BALANÇO ENERGÉTICO*. Obtido de DGEG: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (2017). *estatísticas rápidas - nº 155 - setembro de 2017*. Obtido de Direção Geral de Energia e Geologia: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- EcoVolts. (s.d.). *Constituição das células*. Obtido de <http://ecovolts.webnode.pt/celulas-fotovoltaicas/constitui%C3%A7%C3%A3o/>
- Energia Solar. (s.d.). Obtido de <https://www.electronica-pt.com/energia-solar>
- Energia Solar. (25 de 02 de 2016). *Estrutura de um painel fotovoltaico*. Obtido de Energia Solar: <https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/painel-fotovoltaico/estrutura>
- Energia, P. d. (2014). *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*.
- Eumed. (2010). *Tecnologia de Telureto de Cádmio (CdTe)*. Obtido de <http://www.eumed.net/libros-gratis/2010e/827/Tecnologia%20de%20Telureto%20de%20Cadmio.htm>
- F.E. Tahiri, K. C. (2016). Comparative study between two Maximum Power Point Tracking techniques for Photovoltaic System. *2nd International Conference on Electrical and Information Technologies* (pp. 107 - 112). Morocco: IEEE.
- Falcão, A. F. (2008). *Movimento e posicionamento relativos Terra-Sol*. Obtido de Energia Solar: [https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779572107293/Texto%20Apoio%20Mov.Sol-Terra\(01\).pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779572107293/Texto%20Apoio%20Mov.Sol-Terra(01).pdf)
- Fotovoltec. (2016). *Esquema de uma junção p-n de uma célula fotovoltaica*. Obtido em 10 de 07 de 2017, de <http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia>
- GeoDesign International. (2016). *Conhecimento Básico sobre o Recurso Solar*. Obtido de [http://recursosolar.geodesign.com.br/Pages/Sol\\_Rad\\_Basic\\_RS.html](http://recursosolar.geodesign.com.br/Pages/Sol_Rad_Basic_RS.html)
- Giorgio Rizzoni. (2009). *FUNDAMENTALS OF ELECTRICAL ENGINEERING*. New York: McGraw-Hill Companies, Inc.

- Glossário*. (2017). Obtido de Portal das Energias Renováveis: [http://energiasrenovaveis.com/Glossario.asp?Letra=17&ID\\_area=19](http://energiasrenovaveis.com/Glossario.asp?Letra=17&ID_area=19)
- Guo, X. Z. (2017). Leakage Current Attenuation of Three-Phase Cascaded Inverter for Transformerless Grid-Connected PV Systems. *IEEE Industrial Electronics Society*.
- Inc, T. (2017). Obtido de Sketchup: <https://www.sketchup.com/>
- João Pinho, M. G. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. (E. Cepel, Ed.) Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB.
- Jordan Hanania, K. S. (2015). *The photovoltaic effect*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de Energy Education: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/the-photovoltaic-effect>
- K2-systems. (2017). *Solidrail System*. Obtido de K2-systems Mounting systems for solar technology: <https://k2-systems.com/files/Catalogues/EN/v2/index.html>
- L. Hassainea, n. E. (2014). Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 796–807.
- Li Zhang, K. S. (2014). H6 Transformerless Full-Bridge PV Grid-tied Inverters. *IEEE Journals & Magazines*, 1229-1238. Obtido de IEEE: <http://ieeexplore.ieee.org/sci-hub.bz/document/6514505/>
- Lucie Petillon, T. L.-C. (s.d.). *Tecnologia das células*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Ce llule/Technologie.htm>
- M. Boccard, J. C. (s.d.). *Silicon-based heterojunction solar cells*. Obtido de [http://pvlab.epfl.ch/heterojunction\\_solar\\_cells](http://pvlab.epfl.ch/heterojunction_solar_cells)
- M. C. Cavalcanti, K. C. (Julho de 2006). Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Systems. *Vii Induscon*. Mar Hotel, Recife/PE, 1: IEEE. Obtido de <http://www.dee.ufrj.br/FAE/download/rvol12no2p10.pdf>
- M.G.Castro, R. (2012). *Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica*. Universidade Técnica de Lisboa: DEEC/ Secção de Energia.
- M.Vallêra, A. (2006). *Gazeta de Física*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de <http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>
- Master Link - Sistemas de Informação, Lda. (s.d.). *Direção Geral de Energia e Geologia*. Obtido de SERUP - Registo de Entidades: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- Matos, M. A. (1996). *Noções de dimensionamento de canalizações eléctricas*. Obtido de <https://paginas.fe.up.pt/~mam/dimensionamento.pdf>
- Média de radiação direta em Portugal*. (s.d.). Obtido de <http://solargis.com/assets/graphic/free-map/DNI/Solargis-Portugal-DNI-solar-resource-map-en.png>
- Mohamed A. Eltawil, Z. Z. (2013). MPPT techniques for photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25, 793–813.
- Mohan Ned, T. M. (2003). *POWER ELECTRONICS*. John Wiley & Sons, INC. Obtido de 910924 - Electrónica de Potência: [https://moodle.isec.pt/moodle/pluginfile.php/104849/mod\\_resource/content/3/PEC-%20DC-DC%20converters%20with%20flyback.pdf](https://moodle.isec.pt/moodle/pluginfile.php/104849/mod_resource/content/3/PEC-%20DC-DC%20converters%20with%20flyback.pdf)
- Naggy, A. (2014). *60 Years Ago Today, Bell Labs Unveiled the Solar Cell*. Obtido em 12 de 07 de 2017, de <https://gizmodo.com/60-years-ago-today-bell-labs-unveiled-the-solar-cell-1567543841>

- Niclas. (13 de 05 de 2013). *Solar cell busbar: 3BB, 5BB or 0BB?* Obtido de Sinovoltaics: <http://sinovoltaics.com/technology/solar-cell-busbar-3bb-5bb-or-0bb/>
- O Sol: fonte de energia.* (s.d.). Obtido de Energia Heliotérmica : <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/energia-heliotermica/o-sol-fonte-de-energia>
- Orbital Parameters.* (s.d.). Obtido de Earth's Orbit: Parameters, Tilt & Seasonality: <https://mavdisk.mnsu.edu/larsop2/geog101/RadiationBal/LarsonOrbit.html>
- P.Powers. (22 de 06 de 2017). Obtido de Sun Dial Time Corrections: <http://www.ppowers.com/EoT.htm>
- PNAER. (2013). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis. *Diário da República*, 2022 - 2091. Obtido de <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2013/04/07000/0202202091.pdf>
- Portal Energia. (28 de 11 de 2017). *Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares.* Obtido de Portal Energia - Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>
- Portal Solar (a). (s.d.). *Tipos de Paineis Fotovoltaicos.* Obtido de Portal Solar: <http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>
- Portal Solar. (s.d.). *Passo a Passo da Fabricação do Painel Solar.* Obtido de Portal Solar: <http://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>
- Portaria nº 949-A/2006. (2006). *Diário da República nº 175*, 99-100.
- PVEducation. (2017). *Calculation of Solar Insolation.* Obtido de <http://www.pveducation.org/pvcdrom/calculation-of-solar-insolation>
- qc-solar. (05 de 10 de 2013). *Solar Junction Box Is Used for Solving the Problem of Energy Shortage.* Obtido de <http://www.qc-solar.com/news/31836.html>
- Radiações Eletromagnéticas.* (s.d.). Obtido de <http://absorcaoeraiosx.weebly.com/radiaccediloutildees-eletromagneacuteticas.html>
- Remes, C. (05 de 2016). *Caracterização Por Simulação Numérica de Painéis Fotovoltaicos e Método de Rastreamento do Máximo Ponto de Potência Baseado em Redes Neurais Artificiais.* Obtido em 13 de 07 de 2017, de [https://www.researchgate.net/publication/303369695\\_Caracterizacao\\_Por\\_Simulacao\\_Numerica\\_de\\_Paineis\\_Fotovoltaicos\\_e\\_Metodo\\_de\\_Rastreamento\\_do\\_Maximo\\_Ponto\\_de\\_Potencia\\_Baseado\\_em\\_Red\\_Neuralis\\_Artificiais](https://www.researchgate.net/publication/303369695_Caracterizacao_Por_Simulacao_Numerica_de_Paineis_Fotovoltaicos_e_Metodo_de_Rastreamento_do_Maximo_Ponto_de_Potencia_Baseado_em_Red_Neuralis_Artificiais)
- REVE. (13 de 10 de 2014). *Efficiency enhancements to define solar photovoltaic technology roadmap for the next five years.* Obtido de <https://www.evwind.es/2014/10/13/efficiency-enhancements-to-define-solar-photovoltaic-technology-roadmap-for-the-next-five-years/48049>
- Riqueza Solar*. (12 de 11 de 2015). Obtido de Como Funciono o Painel Fotovoltaico: [http://riquezasolar.blogspot.pt/2015\\_11\\_12\\_archive.html](http://riquezasolar.blogspot.pt/2015_11_12_archive.html)
- Ronilson di Sousa, L. R. (29 de 04 de 2015). *Introdução a Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica.* Obtido de [https://pt.slideshare.net/LucieneJesusLana/apostila-de-fotovoltaica?next\\_slideshow=1](https://pt.slideshare.net/LucieneJesusLana/apostila-de-fotovoltaica?next_slideshow=1)
- Shruthi K J, G. K. (2016). Anomalies in Practical Solar Photovoltaic Installations and Tilt Angle Optimization. *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (pp. 1-4). IEEE Conference Publications.

- SinoVoltaics (b). (4 de 11 de 2011). *Normal Operating Cell Temperature (NOCT): definition*. Obtido de <http://sinovoltaics.com/learning-center/quality/normal-operating-cell-temperature-noct-definition-noct-definition/>
- SinoVoltaics. (04 de 11 de 2011). *Standard Test Conditions (STC): definition and problems*. Obtido de <http://sinovoltaics.com/learning-center/quality/standard-test-conditions-stc-definition-and-problems/>
- Solar cell technology*. (s.d.). Obtido em 12 de 07 de 2017, de [http://www.eai.in/ref/ae/sol/technology\\_options.html](http://www.eai.in/ref/ae/sol/technology_options.html)
- Solmetric. (2015). *I-V Curve Tracing Exercises for the Outdoor PV Training Lab*. Obtido em 13 de 07 de 2017, de <http://resources.solmetric.com/get/I-V-Curve-Tracing-Exercises-for-the-Outdoor-PV-Training-Lab.pdf>
- SunEarthTools. (s.d.). Obtido de SunEarthTools: [https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php#top](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php#top)
- SunEnergy. (2016). *Manual de Franchising SunEnergy*.
- SunEnergy. (2017). Obtido de SunEnergy: <http://www.sunenergy.pt/>
- System, D. E. (s.d.). *Installation and Operational Manual*.
- Type of solar energy technologies*. (17 de 8 de 2016). Obtido em 12 de 07 de 2017, de <http://www.solarbenefits.biz/2016/08/17/types-of-solar-energy-technologies/>
- Universidad de Jaén. (s.d.). *Posición del Sol. Coordenadas Polares*. Obtido de RADIACIÓN SOLAR: [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/01\\_basico/images/posi\\_sol.gif](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/images/posi_sol.gif)
- valentin-software. (2017). Obtido de PVSol: <https://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>
- Xiaoqiang Guo, D. X. (2015). Three-Phase DC-bypass Topologies with Reduced Leakage Current for Transformerless PV Systems. *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)* (pp. 43-46). Montreal, QC, Canada: IEEE.
- Yan Rodrigues de Sousa, J. A. (2016). *Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT – Em sistemas de geração fotovoltaica*. Brasília.
- Yinan Sun, Z. Y. (2017). Maximum Energy Efficiency Tracking Circuits for Converter-less Energy Harvesting Sensor Nodes. *IEEE TRANSACTIONS ON CIRCUITS AND SYSTEMS II: EXPRESS BRIEFS*, 670 - 674.
- Zhong, Q. -C., & Feng, C. M. (2016). Control of the Neutral Point in Four-Wire Three-Phase DC–AC Converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1594 - 1602.





## Anexos



## Anexo A Tabela com o fator de correção ET

A Tabela é composta por 365 valores de correção, um por dia para o cálculo da hora solar.

Tabela A - Valores de ET (P.Powers, 2017).

<b>EoT 2017</b> <b>[Negative EoT</b> <b>values indicate</b> <b>Dial Slow]</b>	Feb-28 -12m 29s	Apr-30 2m 48s	Jul-01 -3m 55s	Sep-01 0m 3s	Nov-02 16m 29s
Jan-01 -3m 41s	Feb-29 -12m 17s	May-01 2m 56s	Jul-02 -4m 7s	Sep-02 0m 22s	Nov-03 16m 29s
Jan-02 -4m 8s	Mar-01 -12m 17s	May-02 3m 2s	Jul-03 -4m 18s	Sep-03 0m 42s	Nov-04 16m 28s
Jan-03 -4m 36s	Mar-02 -12m 5s	May-03 3m 8s	Jul-04 -4m 28s	Sep-04 1m 2s	Nov-05 16m 27s
Jan-04 -5m 3s	Mar-03 -11m 52s	May-04 3m 14s	Jul-05 -4m 39s	Sep-05 1m 22s	Nov-06 16m 24s
Jan-05 -5m 30s	Mar-04 -11m 39s	May-05 3m 19s	Jul-06 -4m 49s	Sep-06 1m 42s	Nov-07 16m 21s
Jan-06 -5m 56s	Mar-05 -11m 26s	May-06 3m 24s	Jul-07 -4m 59s	Sep-07 2m 2s	Nov-08 16m 17s
Jan-07 -6m 22s	Mar-06 -11m 12s	May-07 3m 28s	Jul-08 -5m 8s	Sep-08 2m 23s	Nov-09 16m 12s
Jan-08 -6m 48s	Mar-07 -10m 57s	May-08 3m 31s	Jul-09 -5m 17s	Sep-09 2m 44s	Nov-10 16m 6s
Jan-09 -7m 13s	Mar-08 -10m 42s	May-09 3m 34s	Jul-10 -5m 25s	Sep-10 3m 4s	Nov-11 15m 60s
Jan-10 -7m 37s	Mar-09 -10m 27s	May-10 3m 36s	Jul-11 -5m 33s	Sep-11 3m 25s	Nov-12 15m 52s
Jan-11 -8m 1s	Mar-10 -10m 12s	May-11 3m 38s	Jul-12 -5m 41s	Sep-12 3m 47s	Nov-13 15m 44s
Jan-12 -8m 24s	Mar-11 -9m 56s	May-12 3m 39s	Jul-13 -5m 48s	Sep-13 4m 8s	Nov-14 15m 34s
Jan-13 -8m 46s	Mar-12 -9m 40s	May-13 3m 39s	Jul-14 -5m 55s	Sep-14 4m 29s	Nov-15 15m 24s
Jan-14 -9m 8s	Mar-13 -9m 24s	May-14 3m 39s	Jul-15 -6m 1s	Sep-15 4m 51s	Nov-16 15m 13s
Jan-15 -9m 30s	Mar-14 -9m 7s	May-15 3m 38s	Jul-16 -6m 7s	Sep-16 5m 12s	Nov-17 15m 1s
Jan-16 -9m 50s	Mar-15 -8m 50s	May-16 3m 37s	Jul-17 -6m 12s	Sep-17 5m 33s	Nov-18 14m 49s
Jan-17 -10m 10s	Mar-16 -8m 33s	May-17 3m 36s	Jul-18 -6m 16s	Sep-18 5m 55s	Nov-19 14m 35s
Jan-18 -10m 29s	Mar-17 -8m 16s	May-18 3m 33s	Jul-19 -6m 20s	Sep-19 6m 16s	Nov-20 14m 21s
Jan-19 -10m 48s	Mar-18 -7m 58s	May-19 3m 30s	Jul-20 -6m 24s	Sep-20 6m 38s	Nov-21 14m 6s
Jan-20 -11m 6s	Mar-19 -7m 41s	May-20 3m 27s	Jul-21 -6m 27s	Sep-21 6m 59s	Nov-22 13m 50s
Jan-21 -11m 23s	Mar-20 -7m 23s	May-21 3m 23s	Jul-22 -6m 29s	Sep-22 7m 20s	Nov-23 13m 33s
Jan-22 -11m 39s	Mar-21 -7m 5s	May-22 3m 19s	Jul-23 -6m 31s	Sep-23 7m 41s	Nov-24 13m 16s
Jan-23 -11m 54s	Mar-22 -6m 47s	May-23 3m 14s	Jul-24 -6m 32s	Sep-24 8m 2s	Nov-25 12m 58s
Jan-24 -12m 9s	Mar-23 -6m 29s	May-24 3m 8s	Jul-25 -6m 33s	Sep-25 8m 23s	Nov-26 12m 39s
Jan-25 -12m 23s	Mar-24 -6m 11s	May-25 3m 2s	Jul-26 -6m 33s	Sep-26 8m 44s	Nov-27 12m 19s
Jan-26 -12m 36s	Mar-25 -5m 53s	May-26 2m 56s	Jul-27 -6m 32s	Sep-27 9m 4s	Nov-28 11m 58s
Jan-27 -12m 48s	Mar-26 -5m 35s	May-27 2m 49s	Jul-28 -6m 31s	Sep-28 9m 24s	Nov-29 11m 37s
Jan-28 -12m 60s	Mar-27 -5m 17s	May-28 2m 41s	Jul-29 -6m 29s	Sep-29 9m 44s	Nov-30 11m 16s
Jan-29 -13m 10s	Mar-28 -4m 59s	May-29 2m 33s	Jul-30 -6m 27s	Sep-30 10m 4s	Dec-01 10m 53s
Jan-30 -13m 20s	Mar-29 -4m 41s	May-30 2m 25s	Jul-31 -6m 24s	Oct-01 10m 24s	Dec-02 10m 30s
Jan-31 -13m 29s	Mar-30 -4m 23s	May-31 2m 16s	Aug-01 -6m 20s	Oct-02 10m 43s	Dec-03 10m 6s
Feb-01 -13m 37s	Mar-31 -4m 5s	Jun-01 2m 7s	Aug-02 -6m 16s	Oct-03 11m 2s	Dec-04 9m 42s
Feb-02 -13m 45s	Apr-01 -3m 47s	Jun-02 1m 58s	Aug-03 -6m 11s	Oct-04 11m 20s	Dec-05 9m 17s
Feb-03 -13m 51s	Apr-02 -3m 29s	Jun-03 1m 48s	Aug-04 -6m 5s	Oct-05 11m 39s	Dec-06 8m 52s
Feb-04 -13m 57s	Apr-03 -3m 12s	Jun-04 1m 38s	Aug-05 -5m 59s	Oct-06 11m 56s	Dec-07 8m 26s
Feb-05 -14m 2s	Apr-04 -2m 54s	Jun-05 1m 27s	Aug-06 -5m 53s	Oct-07 12m 14s	Dec-08 8m 0s
Feb-06 -14m 6s	Apr-05 -2m 37s	Jun-06 1m 16s	Aug-07 -5m 45s	Oct-08 12m 31s	Dec-09 7m 33s
Feb-07 -14m 9s	Apr-06 -2m 20s	Jun-07 1m 5s	Aug-08 -5m 38s	Oct-09 12m 48s	Dec-10 7m 6s
Feb-08 -14m 12s	Apr-07 -2m 3s	Jun-08 0m 53s	Aug-09 -5m 29s	Oct-10 13m 4s	Dec-11 6m 39s
Feb-09 -14m 14s	Apr-08 -1m 47s	Jun-09 0m 42s	Aug-10 -5m 20s	Oct-11 13m 20s	Dec-12 6m 11s
Feb-10 -14m 14s	Apr-09 -1m 30s	Jun-10 0m 30s	Aug-11 -5m 11s	Oct-12 13m 35s	Dec-13 5m 42s
Feb-11 -14m 15s	Apr-10 -1m 14s	Jun-11 0m 18s	Aug-12 -5m 1s	Oct-13 13m 49s	Dec-14 5m 14s
Feb-12 -14m 14s	Apr-11 -0m 59s	Jun-12 0m 5s	Aug-13 -4m 50s	Oct-14 14m 4s	Dec-15 4m 45s
Feb-13 -14m 12s	Apr-12 -0m 43s	Jun-13 -0m 7s	Aug-14 -4m 39s	Oct-15 14m 17s	Dec-16 4m 16s
Feb-14 -14m 10s	Apr-13 -0m 28s	Jun-14 -0m 20s	Aug-15 -4m 27s	Oct-16 14m 30s	Dec-17 3m 47s
Feb-15 -14m 7s	Apr-14 -0m 13s	Jun-15 -0m 33s	Aug-16 -4m 15s	Oct-17 14m 43s	Dec-18 3m 17s
Feb-16 -14m 4s	Apr-15 0m 1s	Jun-16 -0m 46s	Aug-17 -4m 2s	Oct-18 14m 55s	Dec-19 2m 48s
Feb-17 -13m 59s	Apr-16 0m 16s	Jun-17 -0m 59s	Aug-18 -3m 49s	Oct-19 15m 6s	Dec-20 2m 18s
Feb-18 -13m 54s	Apr-17 0m 29s	Jun-18 -1m 12s	Aug-19 -3m 35s	Oct-20 15m 16s	Dec-21 1m 49s
Feb-19 -13m 49s	Apr-18 0m 43s	Jun-19 -1m 25s	Aug-20 -3m 21s	Oct-21 15m 26s	Dec-22 1m 19s
Feb-20 -13m 42s	Apr-19 0m 56s	Jun-20 -1m 38s	Aug-21 -3m 6s	Oct-22 15m 36s	Dec-23 0m 49s
Feb-21 -13m 35s	Apr-20 1m 8s	Jun-21 -1m 51s	Aug-22 -2m 51s	Oct-23 15m 44s	Dec-24 0m 19s
Feb-22 -13m 28s	Apr-21 1m 20s	Jun-22 -2m 4s	Aug-23 -2m 35s	Oct-24 15m 52s	Dec-25 -0m 10s
Feb-23 -13m 19s	Apr-22 1m 32s	Jun-23 -2m 17s	Aug-24 -2m 19s	Oct-25 15m 59s	Dec-26 -0m 40s
Feb-24 -13m 10s	Apr-23 1m 43s	Jun-24 -2m 30s	Aug-25 -2m 3s	Oct-26 16m 6s	Dec-27 -1m 9s
Feb-25 -13m 1s	Apr-24 1m 54s	Jun-25 -2m 42s	Aug-26 -1m 46s	Oct-27 16m 11s	Dec-28 -1m 39s
Feb-26 -12m 51s	Apr-25 2m 4s	Jun-26 -2m 55s	Aug-27 -1m 28s	Oct-28 16m 16s	Dec-29 -2m 8s
Feb-27 -12m 40s	Apr-26 2m 14s	Jun-27 -3m 7s	Aug-28 -1m 11s	Oct-29 16m 20s	Dec-30 -2m 37s
	Apr-27 2m 24s	Jun-28 -3m 20s	Aug-29 -0m 53s	Oct-30 16m 24s	Dec-31 -3m 5s
	Apr-28 2m 32s	Jun-29 -3m 32s	Aug-30 -0m 35s	Oct-31 16m 26s	
	Apr-29 2m 41s	Jun-30 -3m 44s	Aug-31 -0m 16s	Nov-01 16m 28s	



## Anexo B Caderno de Encargos das UPAC's do Município de Águeda

2016.DIGE.II.20444 2016-07-21



### CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

#### CLÁUSULA 1.ª

##### Objeto

O presente Caderno de Encargos compreende as cláusulas a incluir no contrato a celebrar na sequência do procedimento pré-contratual que tem por objeto principal a **aquisição de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) para intervenções em edifícios municipais com vista à promoção da eficiência energética, incluindo a instalação/montagem das UPAC nos edifícios municipais.**

#### CLÁUSULA 2.ª

##### Preço base

O preço base do presente procedimento é de **€ 180.000,00 (cento e oitenta mil euros)**, acrescido de IVA à taxa legal em vigor, correspondendo ao preço máximo que a entidade Adjudicante se dispõe pagar pela execução de todas as prestações que constituem o objeto do contrato.

#### CLÁUSULA 3.ª

##### Contrato

- 1 – O contrato é composto pelo respetivo clausulado contratual, e integra os seguintes elementos:
  - a) Os suprimentos dos erros e das omissões do Caderno de Encargos identificados pelos concorrentes, desde que tais erros e omissões tenham sido expressamente aceites pelo órgão competente para a decisão de contratar;
  - b) Os esclarecimentos e as retificações relativos ao Caderno de Encargos;
  - c) O presente Caderno de Encargos;
  - d) A proposta adjudicada;
  - e) Os esclarecimentos sobre a proposta adjudicada prestados pelo adjudicatário.
- 2 – Em caso de divergência entre os documentos referidos no número anterior, a respetiva prevalência é determinada pela ordem pela qual aí são indicados.
- 3 – Em caso de divergência entre os documentos referidos no n.º 1 e o clausulado do contrato e seus anexos, prevalecem os primeiros, salvo quanto aos ajustamentos propostos de acordo com o





## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

disposto no artigo 99.º do Código dos Contratos Públicos (CCP) e aceites pelo adjudicatário nos termos do disposto no artigo 101.º desse mesmo diploma legal.

#### **CLÁUSULA 4.ª**

##### **Produção de Efeitos e Prazo de Vigência do Contrato**

- 1 – O presente contrato produz efeitos, à data da formalização da adjudicação, ou da celebração do contrato escrito, sempre que a ele houver lugar.
- 2 – O contrato mantém-se em vigor até à entrega dos bens ao contraente público, não devendo ultrapassar dia 15 de dezembro de 2016, em conformidade com os respetivos termos e condições constantes no presente caderno de encargos e seus anexos e no disposto na lei, sem prejuízo das obrigações acessórias que devam perdurar para além da cessação do Contrato.

#### **CLÁUSULA 5.ª**

##### **Proposta**

- 1 – A proposta deve ser submetida com os seguintes elementos:
  - a) Preço total;
  - b) Preço unitário por edifício: incluindo proposta de cronograma de trabalhos por edifício;
  - c) Referência a aspetos que, do ponto de vista do concorrente, sejam pertinentes e que contribuam para a boa compreensão da proposta relativa aos serviços/fornecimento proposto.
- 2 – A proposta deve ser acompanhada pelos seguintes documentos:
  - a) Declaração de aceitação do conteúdo do caderno de encargos, elaborada em conformidade com o modelo constante do anexo I do CCP;
  - b) Documentos que contenham os esclarecimentos justificativos da apresentação de um preço anormalmente baixo, quando esse preço resulte direta ou indiretamente das peças do procedimento;
  - c) Comprovativo do alvará para a execução de instalação de produção de eletricidade/instalação elétrica de acordo com o especificado no ponto 2.2.1 do anexo do presente caderno de encargos.

2016,DIGE,I.I,20444 2016-07-21



## **CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

### **CLÁUSULA 6.<sup>a</sup>**

#### **Critério de adjudicação**

A adjudicação é feita segundo o critério **do Preço mais baixo**.

### **CLÁUSULA 7.<sup>a</sup>**

#### **Propostas Variantes**

**Não são admitidas** propostas variantes.

### **CLÁUSULA 8.<sup>a</sup>**

#### **Propostas Parciais**

**Não são admitidas** propostas parciais.

### **CLÁUSULA 9.<sup>a</sup>**

#### **Negociação**

As propostas apresentadas não serão objeto de Negociação.

### **CLÁUSULA 10.<sup>a</sup>**

#### **Condições de Adjudicação**

A decisão de adjudicação está condicionada à possibilidade de assunção do respetivo compromisso, conforme a Lei n.º 8/2012, de 21 de fevereiro, republicada em anexo à Lei n.º 22/2015 de 17 de março.

### **CLÁUSULA 11.<sup>a</sup>**

#### **Obrigações do Adjudicatário**

Sem prejuízo de outras obrigações previstas na legislação aplicável, no Caderno de Encargos ou nas cláusulas contratuais, o adjudicatário fica obrigado a fornecer os bens, objeto do presente contrato, tendo em conta as seguintes disposições:

Imp-04-13\_A02

Tipo de Documento: Público

Pág. 3 / 16



Praça do Município – 3754-500 ÁGUEDA PORTUGAL  
Tel (+351) 234610070 – Fax (+351) 234610078 – Linha Verde: 800203197  
e-mail [presidente@cm-agueda.pt](mailto:presidente@cm-agueda.pt) – [www.cm-agueda.pt](http://www.cm-agueda.pt)  
NIF 501090436





## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

- a) Obrigação de entregar e instalar os bens objeto de contrato, nos edifícios municipais elencados no presente caderno de encargos e seu anexo, de acordo com as características, especificações e requisitos constantes no anexo ao presente caderno de encargos;
- b) Obrigação de fornecer os equipamentos para as UPAC certificados, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro;
- c) Obrigação de fornecer os bens objeto de contrato com certificação CE e entregar a respectiva declaração CE, no âmbito do cumprimento do contrato e aquando da entrega dos mesmos;
- d) Os bens objeto de contrato devem ser entregues e instalados em perfeitas condições de serem utilizados para os fins a que se destinam e dotados de todo o material de apoio necessário ao seu bom funcionamento;
- e) Fica a cargo do adjudicatário conhecer e analisar as condições técnicas dos edifícios e locais onde serão instaladas as UPAC de forma a garantir a boa instalação e funcionamento do objeto de contrato;
- f) O fornecedor obriga-se ainda a fornecer todos os bens acessórios que conduzam ao bom funcionamento dos bens e instalações objeto de contrato;
- g) Obrigação de garantia dos bens e instalações;
- h) Obrigação de entregar a documentação técnica referente a todos os equipamentos instalados;
- i) Obrigação de elaborar e entregar previamente o Plano de Segurança e Saúde, para os casos aplicáveis;
- j) Obrigação de elaborar e apresentar Plano de Gestão e Valorização de Resíduos a prestar, para os casos aplicáveis;
- k) O adjudicatário é responsável por qualquer defeito ou discrepância dos bens objeto de contrato, que existam no momento em que os bens são entregues sendo que, no caso de se lhe imputarem erros ou deficiências nos bens e/ou na execução das instalações associadas, ficará a cargo deste, os custos/trabalhos todas as substituições, alterações e reparações necessárias à adequada supressão das consequências ou erros verificados;





2016,DIGE,I.I,20444 2016-07-21



**CADERNO DE ENCARGOS**  
**AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

- a) Obrigação de entregar e instalar os bens objeto de contrato, nos edifícios municipais elencados no presente caderno de encargos e seu anexo, de acordo com as características, especificações e requisitos constantes no anexo ao presente caderno de encargos;
- b) Obrigação de fornecer os equipamentos para as UPAC certificados, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro;
- c) Obrigação de fornecer os bens objeto de contrato com certificação CE e entregar a respectiva declaração CE, no âmbito do cumprimento do contrato e aquando da entrega dos mesmos;
- d) Os bens objeto de contrato devem ser entregues e instalados em perfeitas condições de serem utilizados para os fins a que se destinam e dotados de todo o material de apoio necessário ao seu bom funcionamento;
- e) Fica a cargo do adjudicatário conhecer e analisar as condições técnicas dos edifícios e locais onde serão instaladas as UPAC de forma a garantir a boa instalação e funcionamento do objeto de contrato;
- f) O fornecedor obriga-se ainda a fornecer todos os bens acessórios que conduzam ao bom funcionamento dos bens e instalações objeto de contrato;
- g) Obrigação de garantia dos bens e instalações;
- h) Obrigação de entregar a documentação técnica referente a todos os equipamentos instalados;
- i) Obrigação de elaborar e entregar previamente o Plano de Segurança e Saúde, para os casos aplicáveis;
- j) Obrigação de elaborar e apresentar Plano de Gestão e Valorização de Resíduos a prestar, para os casos aplicáveis;
- k) O adjudicatário é responsável por qualquer defeito ou discrepância dos bens objeto de contrato, que existam no momento em que os bens são entregues sendo que, no caso de se lhe imputarem erros ou deficiências nos bens e/ou na execução das instalações associadas, ficará a cargo deste, os custos/trabalhos todas as substituições, alterações e reparações necessárias à adequada supressão das consequências ou erros verificados;





## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

- l) É obrigação do adjudicatário proceder à instrução e entrega de pedidos para a obtenção de licenças e certificações necessários (incluindo a elaboração de todos os documentos e a realização de todas as diligências associadas), bem como o pagamento de taxas associadas às unidades de produção energia elétrica integradas no objeto de contrato (à exceção das taxas registo da UPAC, as quais serão da responsabilidade da entidade adjudicante) em conformidade com o constantes do anexo ao presente caderno de encargos e da legislação em vigor aplicável.

#### **CLÁUSULA 12.ª**

##### **Dever de sigilo**

- 1 – O adjudicatário deve guardar sigilo sobre toda a informação e documentação, técnica e não técnica, comercial ou outra, relativa à Câmara Municipal de Águeda, de que possa ter conhecimento ao abrigo ou em relação com a execução do contrato.
- 2 – A informação e a documentação cobertas pelo dever de sigilo não podem ser transmitidas a terceiros, nem objeto de qualquer uso ou modo de aproveitamento que não o destinado direta e exclusivamente à execução do contrato.
- 3 – Exclui-se do dever de sigilo previsto a informação e a documentação que fossem comprovadamente do domínio público à data da respetiva obtenção pelo prestador de serviços ou que este seja legalmente obrigado a revelar, por força da lei, de processo judicial ou a pedido de autoridades reguladoras ou outras entidades administrativas competentes.

#### **CLÁUSULA 13.ª**

##### **Caução**

Não é exigida a prestação da Caução, nos termos do n.º 2 do artigo 88.º do Decreto-Lei n.º 18/2008, de 29 de janeiro.

#### **CLÁUSULA 14.ª**

##### **Preço contratual**

- 1 – Pelo fornecimento dos bens objeto do contrato, bem como pelo cumprimento das demais obrigações constantes do presente Caderno de Encargos e seus anexos, a Câmara Municipal de Águeda deve pagar ao adjudicatário o preço constante da proposta adjudicada, acrescido de IVA à taxa legal em vigor, se este for legalmente devido.

2016.DIGE.II.20444 2016-07-21



## **CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

2 – O preço referido no número anterior inclui todos os custos, encargos e despesas cuja responsabilidade não esteja expressamente atribuída ao contraente público, incluindo as despesas de transporte e os encargos decorrentes da utilização de marcas registadas, patentes ou licenças.

### **CLÁUSULA 15.<sup>a</sup>**

#### **Condições de Pagamento**

1 – As quantias devidas pela Câmara Municipal de Águeda, nos termos da cláusula anterior, devem ser pagas a 30 dias após a receção pela Autarquia das respetivas faturas, e até ao final de 2016, as quais só podem ser emitidas após o vencimento da obrigação respetiva.

2 – Para os efeitos do número anterior, a obrigação considera-se vencida após a entrega dos bens objeto deste caderno de encargos e sua aprovação, de acordo com as seguintes prestações:

- a) 1.<sup>a</sup> prestação, com a entrega dos bens e sua instalação em 5 dos 11 edifícios objeto do contrato (conforme quadro 1), com o pagamento do valor correspondente, de acordo com a proposta de preço unitário e plano de trabalhos a apresentar;
- b) 2.<sup>a</sup> prestação, com a entrega dos bens e instalação dos mesmos referentes aos restantes edifícios e cumprimento das demais obrigações objeto de contrato, decorre o pagamento do restante montante, de acordo com a proposta de preço unitário.

3 – Em caso de discordância por parte da Câmara Municipal de Águeda, quanto aos valores indicados nas faturas, deve esta comunicar ao adjudicatário, por escrito, os respetivos fundamentos, ficando este obrigado a prestar os esclarecimentos necessários ou proceder à emissão de nova fatura corrigida.

### **Cláusula 16.<sup>a</sup>**

#### **Penalidades contratuais**

1 – Pelo incumprimento das datas e prazos de execução estabelecidos no presente Caderno de Encargos, ou no contrato, ou o não cumprimento das especificações definidas para os bens, a Câmara Municipal de Águeda pode exigir do fornecedor o pagamento, a título de pena pecuniária, de uma multa diária, no montante de 1% do valor da prestação por cada dia de atraso.

2 – O valor acumulado das sanções pecuniárias não poderá exceder 20% do preço contratual e quando este limite seja atingido e a Câmara Municipal de Águeda decida não proceder à resolução





## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

do contrato, por dela resultar grave dano para o interesse público, aquele limite é elevado para 30%, de acordo com o definido pelo artigo 329.º do CCP.

3 – Na determinação da gravidade do incumprimento, a Câmara Municipal de Águeda tem em conta, nomeadamente, a duração da infração, a sua eventual reiteração, o grau de culpa do adjudicatário e as consequências do incumprimento.

4 – A Câmara Municipal de Águeda pode compensar os pagamentos devidos ao abrigo do contrato com as penas pecuniárias devidas nos termos da presente cláusula.

5 – As penas pecuniárias previstas na presente cláusula não obstam a que a Câmara Municipal de Águeda exija uma indemnização pelos danos decorrentes do incumprimento do adjudicatário.

#### **Cláusula 17.<sup>a</sup>**

##### **Força maior**

1 – Não podem ser impostas penalidades ao adjudicatário, nem é havida como incumprimento, a não realização pontual das prestações contratuais a cargo de qualquer das partes que resulte de caso de força maior, entendendo-se como tal as circunstâncias que impossibilitem a respetiva realização, alheias à vontade da parte afetada, que ela não pudesse conhecer ou prever à data da celebração do contrato e cujos efeitos não lhe fosse razoavelmente exigível contornar ou evitar.

2 – Verificados os requisitos previstos no número anterior, podem constituir casos de força maior, tremores de terra, inundações, incêndios, epidemias, sabotagens, greves, embargos ou bloqueios internacionais, atos de guerra ou terrorismo, motins e determinações governamentais ou administrativas injuntivas.

3 – Não constituem força maior, designadamente:

- a) Circunstâncias que não constituam força maior para os subcontratados do adjudicatário, na parte em que intervenham;
- b) Greves ou conflitos laborais limitados às sociedades do adjudicatário ou a grupos de sociedades em que este se integre, bem como a sociedades ou grupos de sociedades dos seus subcontratados;
- c) Determinações governamentais, administrativas, ou judiciais de natureza sancionatória ou de outra forma resultantes do incumprimento pelo adjudicatário de deveres ou ónus que sobre ele recaiam;
- d) Manifestações populares devidas ao incumprimento pelo adjudicatário de normas legais;



2016.DIGE.II.20444 2016-07-21



## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

- e) Incêndios ou inundações com origem nas instalações do adjudicatário cuja causa, propagação ou proporções se devam a culpa ou negligência sua ou ao incumprimento de normas de segurança;
- f) Avarias nos sistemas informáticos ou mecânicos do adjudicatário não devidas a sabotagem;
- g) Eventos que estejam ou devam estar cobertos por seguros.

4 – A ocorrência de circunstâncias que possam consubstanciar casos de força maior deve ser imediatamente comunicada à outra parte.

5 – Quando uma das partes não aceite por escrito que certa ocorrência invocada pela outra constitua força maior, cabe a esta fazer prova dos respetivos pressupostos.

6 – A força maior determina a prorrogação dos prazos de cumprimento das obrigações contratuais afetadas pelo período de tempo comprovadamente correspondente ao impedimento resultante da força maior.

7 – Sem prejuízo do disposto no número 1 da presente cláusula, caso a impossibilidade de execução do contrato, em resultado de caso de força maior, se prolongue por um período contínuo superior a 3 (três) meses, no caso da entidade adjudicante, ou de um (1) mês no caso do adjudicatário, qualquer das partes pode proceder à respetiva resolução, a exercer através dos meios previstos na alínea c) do artigo 330.º do CCP.

#### **Cláusula 18.ª**

##### **Resolução por parte do contraente público**

1 – Sem prejuízo de outros fundamentos de resolução previstos na lei, nomeadamente os constantes do CCP, a Câmara Municipal de Águeda pode resolver o contrato, a título sancionatório, nos seguintes casos:

- a) Incumprimento das exigências legais ou das características, especificações e requisitos técnicos definidos no presente Caderno de Encargos, respetivos anexos e na proposta adjudicada;
- b) Pela violação, de forma grave ou reiterada de qualquer das obrigações que lhe foram atribuídas no âmbito do contrato e do presente caderno de encargos.

2 – O direito de resolução referido no número anterior exerce-se mediante declaração enviada ao Adjudicatário, com a indicação do fundamento da resolução, e não determina a repetição das prestações





## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

já realizadas, a menos que tal seja determinado pelo contraente público, cessando, porém, todas as obrigações deste ao abrigo do contrato.

#### **Cláusula 19.<sup>a</sup>**

##### **Resolução por parte do Fornecedor**

O Adjudicatário pode resolver o contrato nas situações e nos termos previstos no artigo 332.º do CCP.

#### **Cláusula 20.<sup>a</sup>**

##### **Subcontratação e cessão da posição contratual**

A subcontratação pelo fornecedor e a cessão da posição contratual por qualquer das partes é admissível de acordo com o previsto no Código dos Contratos Públicos.

#### **Cláusula 21.<sup>a</sup>**

##### **Comunicações e notificações**

- 1 – Sem prejuízo de poderem ser acordadas outras regras quanto às notificações e comunicações entre as partes do contrato, estas devem ser dirigidas, nos termos do CCP, para o domicílio ou sede contratual de cada uma, identificados no contrato.
- 2 – Qualquer alteração das informações de contacto constantes do contrato deve ser comunicada à outra parte.
- 3 – À data das notificações e comunicações é aplicável o artigo 469.º do CCP.

#### **Cláusula 22.<sup>a</sup>**

##### **Contagem dos prazos**

Salvo diferente menção expressa, os prazos previstos no contrato são contínuos, correndo em sábados, domingos e dias feriados.

2016,DIGE,I,I,20444 2016-07-21



**CADERNO DE ENCARGOS**  
**AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

**CLÁUSULA 23.<sup>a</sup>**

**Foro competente**

Para resolução de todos os litígios decorrentes do contrato fica estipulada a competência do tribunal administrativo e fiscal de Aveiro, com expressa renúncia a qualquer outro.

**Cláusula 24.<sup>a</sup>**

**Lei aplicável**

Em tudo o omissso no processo que constitui o presente procedimento, observar-se-á o disposto na redação atual do Código dos Contratos Públicos e demais legislação subsidiária

**Águeda, 6 de julho de 2016**



## CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

### ANEXO I

#### 1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

**1.1** – No âmbito do Fundo de Eficiência Energética e Hídrica (FEEH), a Câmara Municipal de Águeda encontra-se a promover a implementação de um conjunto de medidas de eficiência energética em 11 edifícios municipais, conforme consta no Quadro 1.

**1.2** – As medidas a implementar integradas no objeto do contrato são: Solução Fotovoltaicos – Unidades de Produção de energia elétrica para Autoconsumo (UPAC);

**Quadro 1: Edifícios municipais, alvo de fornecimento e instalação de bens, por medida de eficiência energética**

Edifício	Morada	Medidas de Eficiência Energética
1. Biblioteca Municipal	Av. 25 de Abril, 3, 3750-101, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC
2. Centro Escolar de Aguada de Cima	Rua das Escolas, 201, 3750-049, Aguada de Cima	Solução Fotovoltaicos - UPAC
3. Centro Escolar de Barrô	Rua do Pavilhão Gimnodesportivo, 81, 3750-351, Barrô	Solução Fotovoltaicos - UPAC
4. Centro Escolar da Borralha	Rua S. Tiago, 195, 3750-858, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC
5. Centro Escolar de Fermentelos	Rua Prof. Artur Nunes Vidal, 117, 3750-430, Fermentelos	Solução Fotovoltaicos - UPAC
6. Centro Escolar de Macinhata	Rua Dr Manuel Pereira da Graça, 211, 3750-593, Macinhata do Vouga	Solução Fotovoltaicos - UPAC
7. Centro Escolar de Recardães	Rua da Igreja, 248, 3750-721, Recardães	Solução Fotovoltaicos - UPAC
8. Centro Escolar da Trofa	Av. Da Escola, 165, 3750-791, Trofa	Solução Fotovoltaicos - UPAC
9. Centro Escolar de Valongo	Rua Insp Arménio Gomes dos Santos, 14, 3750-808, Valongo do Vouga	Solução Fotovoltaicos - UPAC
10. Estádio Municipal de Águeda	Rua Hermâni Ferreira da Silva N.º 218, 3750-854, Borralha	Solução Fotovoltaicos - UPAC
11. Incubadora de Empresas de Águeda	Rua Luís de Camões, 64, 3750-159, Águeda	Solução Fotovoltaicos - UPAC

**1.3** – Para cada uma das medidas mencionadas serão especificadas, nos pontos seguintes as características, requisitos e demais condições associadas ao fornecimento e instalação dos bens.

**1.4** – As unidades de produção de energia elétrica através da tecnologia fotovoltaica a que diz respeito o presente procedimento é a de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), que evita os custos associados ao fornecimento de energia elétrica para o funcionamento das unidades em edifícios municipais.

**1.5** – Legislação aplicável



2016,DIGE,I,I,20444 2016-07-21



## CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

O fornecimento e instalação dos bens, objecto do presente procedimento, deverá obedecer a toda a legislação geral e específica aplicável e em vigor.

### 2. SOLUÇÃO FOTOVOLTAICOS-UPAC

**2.1 –** Fornecimento e instalação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) nos 11 edifícios municipais (localização constantes no quadro 1), com as características mencionadas no quadro seguinte (quadro 2) e com equipamentos que cumpram os requisitos do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro de 2014 e demais legislação aplicável.

**Quadro 2: Características das UPAC**

Edifício / UPAC	Potência Instalada UPAC - Inversor		Painéis			Tipo cobertura edifício
	Potência ativa kW	Potência aparente <sup>1</sup> kVA	Potência Total (kW)	N.º	Potência Total (kWp)	
Biblioteca Municipal	20	20	≥ 20	≥ 90	≥ 24	Plana
Centro Escolar de Aguada de Cima	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Barrô	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar da Borralha	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Inclinada
Centro Escolar de Fermentelos	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Macinhata	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Recardães	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar da Trofa	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Centro Escolar de Valongo	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Estádio Municipal de Águeda	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Plana
Incubadora de Empresas de Águeda	10	10	≥ 10	≥ 45	≥ 12	Inclinada

1 - potência aparente dos inversores

**2.2 –** Contador Estático Multi-tarifa Tipo SL7000 1 (10) A, classe B MID, de ligação indireta, ou equivalente, que assegure a transmissão dos dados com a plataforma ACEVISION.

**2.2.1 –** Medida multi-energia - Medida da energia ativa (bidirecional), reativa (4 quadrantes) e aparente, em valores trifásicos e fase por fase.

**2.2.2 –** Tarifário - Permite programar um tarifário de até 32 tarifas, o que permite criar todos os tipos de discriminação horária nas normas vigentes.

**2.2.3 –** Memória - Capacidade de memória de mais de 4 meses de diagramas de carga com períodos de integração de 15 minutos, e até 36 meses de fechos de período de faturação.



## CADERNO DE ENCARGOS

### AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

2.2.4 – Comunicação - 1 portas série RS232 para comunicação local ou remota e 1 porta óptica para comunicação local, incorporando o protocolo de comunicações standard DLMS COSEM. Dispõe da capacidade ligação a módulos de comunicação externos do tipo GSM/GPRS que permitem a comunicação remota com o sistema central.

2.2.5 – Unidade de contagem de Eléctrica, programável e pode assegurar funções de faturação.

2.2.6 – Outras características técnicas:

PARAMETRO	DESCRIÇÃO / CARACTERÍSTICAS
Tipo	Contador estático
Energia	Ativa e reativa (2 direções)
Nº de fases / Frequência / nº de fios	Trifásico 3x230/400V; 4 fios
Calibre	1(10)A
Ligação	Indireta
Índice de classe	Classe B MID (energia ativa) e 2 (energia reativa)
Tarifa (Energias)	Até 32 tarifas e 8 tarifas por canal 10 Canais de energia disponíveis
Indicador de Ponta	Até 24 tarifas para ponta máxima e 8 tarifas por canal. 10 Canais de ponta máxima disponíveis
Registos Históricos	36 Conjuntos de registos históricos de consumos
Curva de Carga	16 Canais para curva de carga disponíveis
Relógio Interno	Incorporado
Entradas / Saídas	2 Entradas para de gestão de contadores e/ou sensores 1 Porta óptica de comunicação local
Comunicações	1 Porta RS232

2.3 – Módulo de comunicações Tipo GSM/GPRS M100 2G, com cabo duplo especial de comunicação, ou equivalente.

2.3.1 – Finalidade: interface de comunicação de contadores elétricos, permitindo a troca de dados com sistemas remotos AMR ou AMM.

2.3.2 – Tecnologias de suporte: as tecnologias GSM e GPRS.

2.3.3 – Demais características:

PARAMETRO	DESCRIÇÃO / CARACTERÍSTICAS
Interface contador	RS232
Alimentação	90 - 240 VAC
Instalação	DIN RAIL
GSM	Quad band
GPRS	Class 10
TCP/IP	Full TCP/IP Stack

2016,DIGE,I,I,20444 2016-07-21



## CADERNO DE ENCARGOS AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS

Leitor de cartões SIM Plug-in	1.8/3 V
Entrada - Digital	√
Auto restauro - timer reset	√
LED status operação	√
GSM antena 900/1800 MHz	3 dbi

**2.4 – Demais obrigações e especificações a cumprir pelo adjudicatário no âmbito do fornecimento e instalação das UPAC.**

2.4.1 – A entidade instaladora das UPAC deve preencher os requisitos do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

2.4.2 – É da responsabilidade do adjudicatário a obtenção de certificado de exploração da UPAC, bem como suportar todas as despesas associadas a todos os procedimentos exigidos pela legislação associada a este tipo de unidades, exceto as taxas registo da UPAC, as quais são da responsabilidade da entidade adjudicante e dos municípios envolvidos.

2.4.3 – O adjudicatário é responsável pelo processo de obtenção de Garantias de Origem (GO) junto da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis, de acordo com a legislação em vigor.

2.4.4 – O Adjudicatário fica ainda obrigado a:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP (incluindo os fornecimentos e instalações associadas), nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo;
- Suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC (incluindo os fornecimentos e as instalações associadas), bem como o total da eletricidade injetada na RESP, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontre associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW ou quando esta se encontre na situação prevista no n.º 8 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014 e demais legislação aplicável;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados nos termos previstos do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014 e demais legislação aplicável.

2.4.5 – É da responsabilidade do adjudicatário a elaboração e apresentação de todos os documentos e elementos necessários para que todas as unidades de produção sejam certificadas pelas entidades competentes segundo a legislação em vigor, bem como a alteração destes caso as mesmas sejam solicitadas.



## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

2.4.6 – O Adjudicatário fica responsável por todo o procedimento para celebração com o CUR do contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

2.4.7 – Características técnicas dos equipamentos a fornecer:

Além dos requisitos legais do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014 e demais legislação aplicável, todos os equipamentos a fornecer associados às UPAC deve respeitar os seguintes pontos:

- O campo de painéis fotovoltaicos de cada UPAC deve perfazer uma potência total  $\geq 20$  kW ou  $\geq 10$  kW, em conformidade com o quadro 2, respeitando, no mínimo, as seguintes características:
  - Garantia dos painéis no mínimo de 10 anos;
  - Eficiência dos painéis fotovoltaicos igual ou superior a 16%;
  - Valor mínimo da potência de saída de 90% nos primeiros 10 anos;
  - Valor mínimo da potência de saída de 80% até aos 25 anos;
  - Os painéis devem ser adequados ao inversor a utilizar de modo a maximizar o rendimento da UPAC.
- O inversor deve ter uma potência ativa de 20 kW ou de 10 kW e aparente de 20 kVA ou de 10 kVA, em conformidade com o quadro 2, com uma eficiência (europeia) mínima de 97,6% e ser adequado aos painéis fotovoltaicos e à instalação de consumo. O inversor deve ter uma garantia mínima de 5 anos.
- Sistema de suporte e fixação de todos os equipamentos necessários ao bom funcionamento, acesso e conservação da UPAC de acordo com as condições técnicas e físicas de cada edifício sendo que os materiais a utilizar sejam em Aço galvanizado por imersão (espessura de zinco não inferior a 30  $\mu$ m) ou alumínio anodizado, série 6000, espessura de revestimento anódico não inferior a 20  $\mu$ m (NP 1482) e sejam tomadas todas as medidas necessárias para evitar danos nas estruturas já existentes. O sistema de suporte e fixação deve garantir que a produção de energia é maximizada (inclinação e orientação devem permitir a maximização da produção de energia);
- Toda a instalação da UPAC deve garantir o consumo da energia produzida na instalação e a exportação da energia excedente para a RESP de acordo com a legislação em vigor e ser devidamente certificada além de cumprirem com os seguintes pontos:

2016,DIGE.II,20444 2016-07-21



## **CADERNO DE ENCARGOS**

### **AQUISIÇÃO / LOCAÇÃO DE BENS MÓVEIS**

- Os Quadros de Interligação DC deverão ser equipados com aparelhagem adequada para tensões máximas até 1000Vdc e possuir entradas e saídas de acordo com o inversor e configuração dos arrays de painéis. Deverão cumprir as normas técnicas aplicáveis. De uma forma geral deverão ser constituídos por: Caixa poliéster; Seccionadores fusíveis + Fusíveis; Descarregadores de sobretensões; Interruptores; Índice de protecção mínimo IP 65; Classe de Isolamento Classe II.
- Os Quadros elétricos de interligação AC deverão ser dimensionados tendo em conta o inversor, a tipologia do sistema e a legislação em vigor e deverá conter no mínimo a seguinte aparelhagem: Interruptor(es) Diferencial(ais); Disjuntor(es); Descarregador de sobretensão; Seccionador(es) fusível(eis).

2.4.8 – Documentação: No final dos trabalhos o adjudicatário deverá entregar a Compilação Técnica relativa a cada uma das UPAC com todos os equipamentos instalados, incluindo nomeadamente: Manuais técnicos e Certificados dos equipamentos; Manual técnico da UPAC; Plano de Manutenção; Telas finais.



## **Anexo C Datasheet dos diversos equipamentos que foram alvo de estudo**

### **Anexo C.1 Módulos fotovoltaicos**

No presente sub-anexo estão presentes os datasheets dos módulos que foram comparados, de modo a selecionar o módulo com a melhor relação qualidade/preço.



## HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE

**RSM60-6-250P-270P/4BB**

**60 CELL POLYCRYSTALLINE MODULE**

**250-270Wp POWER OUTPUT RANGE**

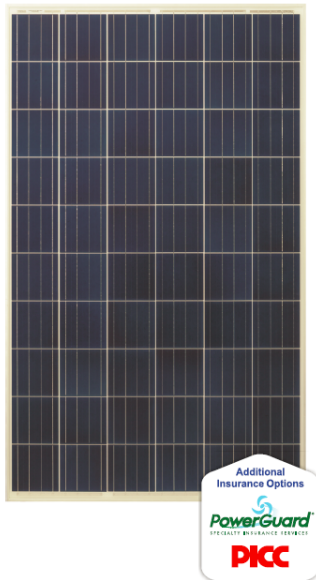
**16.5% MAXIMUM EFFICIENCY**



### About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 2002, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

## KEY SALIENT FEATURES



**Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing**



**Photon Independent field testing - Ranked in the top 2 of 176 international suppliers**



**Industry leading lowest thermal co-efficient of Power**



**Industry leading 12 years product warranty**



**Excellent low irradiance performance**



**Excellent PID resistance**



**Positive tight power tolerance of 3%**



**Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product**



**Module Imp binning radically reduces string mismatch losses**



**Warranted reliability and stringent quality assurances' well beyond certified requirements**



**Certified to withstand severe environmental conditions**

- ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
- ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
- ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance



ISO9001  
ISO14001  
OHSAS18001



**RISEN ENERGY CO., LTD.**

Tashan Industry Zone, Meilin,

Ninghai 315609, Ningbo | PRC

Tel: +86-574-59953239

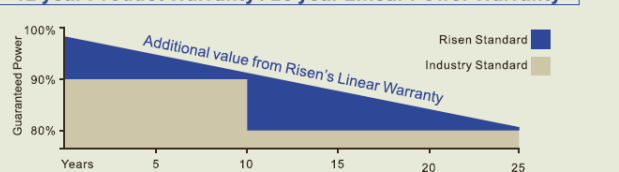
Fax: +86-574-59953599

E-mail: [marketing@risenenenergy.com](mailto:marketing@risenenenergy.com)

Website: [www.risenenergy.com](http://www.risenenergy.com)

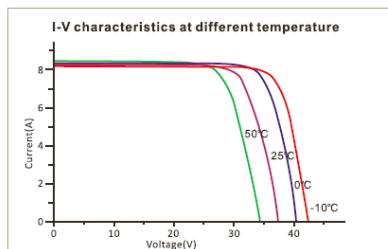
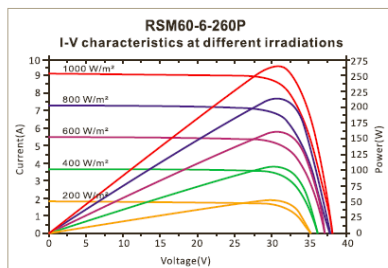
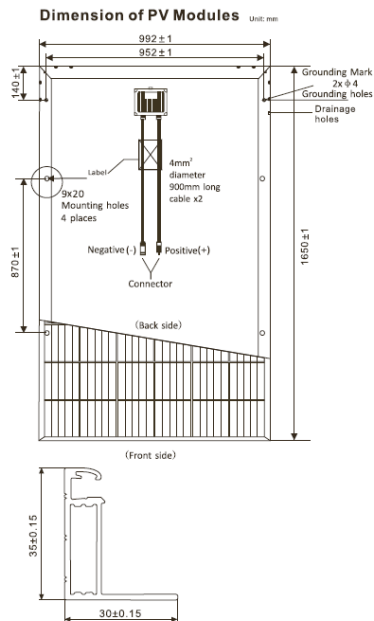
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

**12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty**



THE POWER OF RISING VALUE





Our Partners:

#### ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM60-6-250P	RSM60-6-255P	RSM60-6-260P	RSM60-6-265P	RSM60-6-270P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	250	255	260	265	270
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Short Circuit Current-Isc(A)	8.88	8.96	9.04	9.12	9.20
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	30.0	30.3	30.6	30.9	31.2
Maximum Power Current-Impp(A)	8.34	8.42	8.50	8.58	8.66
Module Efficiency (%)	15.3	15.6	15.9	16.2	16.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

#### ELECTRICAL DATA(NOCT)

Model Number	RSM60-6-250P	RSM60-6-255P	RSM60-6-260P	RSM60-6-265P	RSM60-6-270P
Maximum Power-Pmax (Wp)	186	190	194	197	201
Open Circuit Voltage-Voc (V)	34.8	35.0	35.2	35.3	35.5
Short Circuit Current-Isc (A)	7.18	7.25	7.31	7.38	7.44
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	27.8	28.0	28.1	28.3	28.40
Maximum Power Current-Impp (A)	6.69	6.79	6.89	6.98	7.08

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

#### MECHANICAL DATA

Solar cells	Polycrystalline 156×156 mm
Cell configuration	60 cells (6×10)
Module dimensions	1650×992×35mm
Weight	18kg
Superstrate	3.2 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Backsheet
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1000VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), 900mm length
Connector	IP67 MC4 Compatible

#### TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Max Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	15A

#### PACKAGING CONFIGURATION

	40ft	20ft
Number of modules per container	840	360
Number of modules per pallet	30	30
Number of pallets per container	28	12
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1680×1120×1250	1680×1120×1250
Box gross weight[kg]	580	580

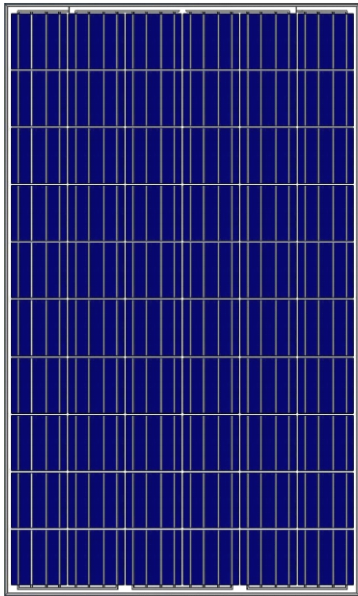
CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2016 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE



## AS-6P30

### POLYCRYSTALLINE MODULE



**Passionately  
committed to  
delivering innovative  
energy solution**

#### ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

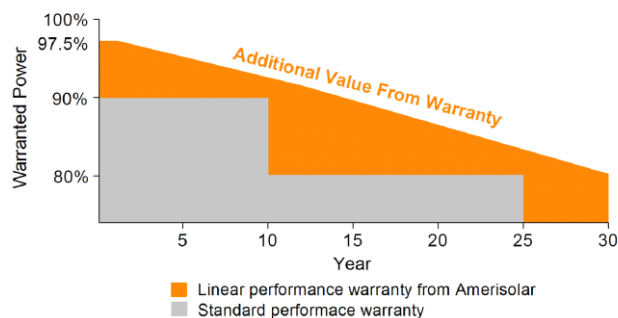
- High module conversion efficiency up to 16.90% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

#### CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

#### SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



### ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power ( $P_{max}$ )	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.75	15.06	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power ( $P_{max}$ )	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

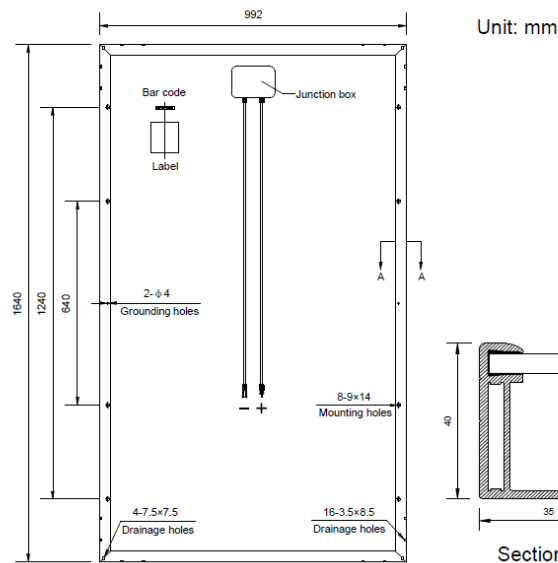
### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of $V_{oc}$	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of $I_{sc}$	0.05%/°C

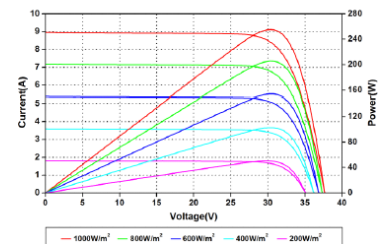
### PACKAGING

Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs(GP)/784pcs(HQ)

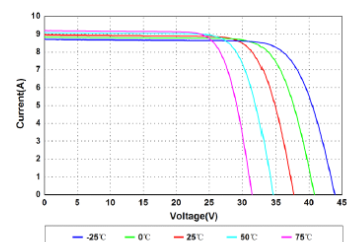
### ENGINEERING DRAWINGS



### IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

www.jinkosolar.com

**JinKO** Solar  
Building Your Trust in Solar

## JKM265P-60 245-265 Watt POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001  
certified factory.  
IEC61215, IEC61730 certified products.

### KEY FEATURES



#### High Efficiency:

High module conversion efficiency (up to 16.19%), through innovative manufacturing technology.



#### Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



#### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

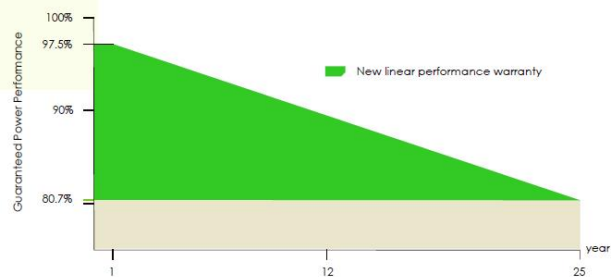


#### Durability against extreme environmental conditions:

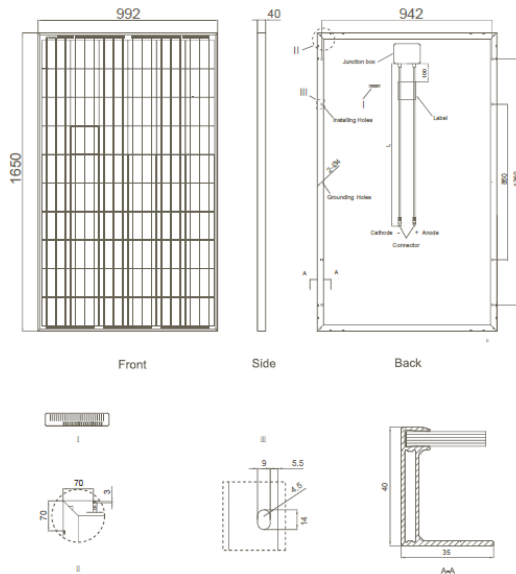
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings

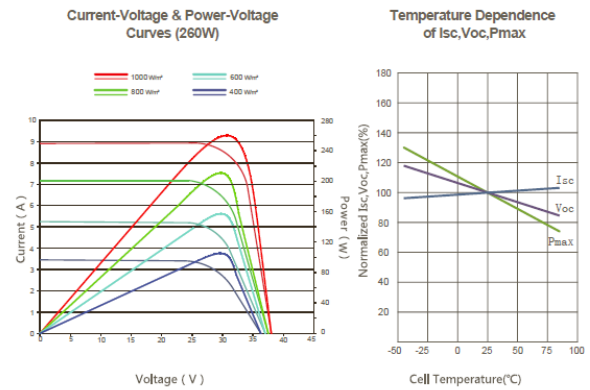


## Packaging Configuration

( Two boxes=One pallet )

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length:900mm

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Module Efficiency STC (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					15A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.41%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.31%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.06%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-265P\_v1.0\_rev2015 ]

## **Anexo C.2 Inversores fotovoltaicos**

No presente sub-anexo estão presentes os datasheets dos inversores que foram comparados, de modo a efetuar uma comparação e encontrar os inversores que satisfaziam as condições impostas para se efetuar depois uma escolha final sobre os modelos a utilizar.



# SUNNY TRIPOWER

## 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL
<b>Input (DC)</b>	
Max. generator power	13500 W <sub>p</sub>
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	370 V to 800 V / 580 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	18 A / 10 A
Max. short-circuit current input A / input B	25 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	10000 W
Max. AC apparent power	10000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 230 / 400 V
AC grid frequency / range	50 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	14.5 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	98 % / 97.6 %
<b>Protective devices</b>	
DC disconnect device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62103)/overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
Weight	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	40 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %
<b>Features</b>	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic
Interface: RS485, Modbus, Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	● / ○
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	AS 4777.2:2015, CE, CEI 0-21:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA <sup>2</sup> , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014
Type designation	STP 10000TL20

## Technical data RPI M10A

INPUT (DC)	RPI M10A
Max. recommended PV power	12.5 kW <sub>p</sub> <sup>1)</sup>
Maximum power	11 kW <sup>2)</sup>
Voltage range	200 ... 1000 V
MPP operating voltage range	200 ... 1000 V
Startup voltage	250 V
Voltage range for maximum power	415 ... 800 V : with symmetrical load (50/50 %)
Max. current	25 A (15A / 10 A per MPP tracker)
Max. number of MPP trackers	Parallel inputs: 1 MPP tracker Separate inputs: 2 MPP trackers
Input load	Symmetrical and asymmetrical (40/60 %) <sup>3)</sup>

OUTPUT (AC)	
Max. apparent power	10.5 kVA <sup>3)</sup>
Nominal apparent power	10 kVA <sup>3)</sup>
Voltage range	230 ± 20% / 400 V ± 20% <sup>4)</sup> 3 phase + PE or 3 phase + N + PE
Nominal current	14.5 A
Nominal frequency	50 / 60 Hz
Frequency range	50 / 60 Hz ± 5 Hz <sup>4)</sup>
Power factor adjustable	0.8 cap ... 0.8 ind
Total harmonic distortion (THD)	< 3 % @ nominal apparent power

### GENERAL SPECIFICATION

Model name	RPI M10A
Part number Delta	RPI103FA0E1000
Max. efficiency	98.3 %
Efficiency EU	98.0 %
Operating temperature	-25 ... +60 °C
Full power without derating	-25 ... +40 °C
Storage temperature	-25 ... +60 °C
Humidity	0 ... 100 % non-condensing
Max. operating altitude	2000 m (above sea level)
Standard guarantee	5 years (guarantee extension available upon request)

### MECHANICAL DESIGN

Size (W x H x D)	510 × 445 × 177 mm
Weight	26 kg
Cooling	Convection cooling
AC connector	Amphenol C16-3
DC connector	3 pairs of Multi-Contact MC4
Communication interfaces	2 x RS485, 1 x dry contact, 1 x emergency power-off (EPO), 6 x digital inputs
DC disconnect	Integrated
Display	2 LEDs, 4-line LCD

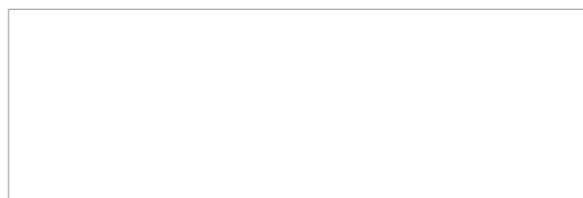
SAFETY / STANDARDS	RPI M10A
Protection degree	IP65
Safety class	I
Configurable trip parameters	Yes
Insulation monitoring	Yes
Overload behavior	Current limitation; power limitation
Anti-islanding protection / Grid regulation	VDE 0126-1-1; VDE-AR-N 4105; EN 50438:2007; Synergrid C10/C11 06/2012; ONORM E8001-4-712 + A1 : 04/2014; UTE C 15-712-1 VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014; French Islands 50 Hz
EMC	EN61000-6-2; EN61000-6-3; EN61000-3-11; EN61000-3-12
Safety	IEC62109-1 / -2; CE compliance

1) When operated with symmetrical input load (50/50 %)

2) Max. 7.0 kW for DC input 1 and 5.4 kW for DC input 2

3) Cos Phi = 1 (VA = W)

4) AC voltage and frequency range will be programmed according to the individual country requirements.



### United Kingdom

Email: [sales.uk@solar-inverter.com](mailto:sales.uk@solar-inverter.com)

Tel: 0800 051 4280 (Free Call)

### International

Email: [sales.europe@solar-inverter.com](mailto:sales.europe@solar-inverter.com)

Tel: +49 7641 455 547

[www.solar-inverter.com](http://www.solar-inverter.com)

June 1, 2015 - All information and specifications are subject to change without notice





## ABB string inverters

### PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

### 10 to 12.5 kW



#### Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	900 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage ( $V_{dcr}$ )	580 V	
Rated DC input power ( $P_{dcr}$ )	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{acr}$	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [750 V≤ $V_{MPPT}$ ≤850 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{acr}$ , max unbalance example	6500 W [380 V≤ $V_{MPPT}$ ≤750 V] the other channel: $P_{dcr}$ ≤6500 W [225 V≤ $V_{MPPT}$ ≤750 V]	8000 W [445 V≤ $V_{MPPT}$ ≤750 V] the other channel: $P_{dcr}$ ≤8000 W [270 V≤ $V_{MPPT}$ ≤750 V]
Maximum DC input current ( $I_{dcrmax}$ ) / for each MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector <sup>3)</sup>	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ( $P_{acr}$ @cosφ=1 )	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ( $P_{acmax}$ @cosφ=1)	11000 W <sup>4)</sup>	13800 W <sup>5)</sup>
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{acr}$ )	400 V	
AC voltage range	320...480 V <sup>1)</sup>	
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency ( $f_i$ )	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}$ =10.0 kW, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}$ =12.5 kW, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
Operating performance		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	

## Technical data PIKO 10



- 3-phase feed-in
- Transformerless converting
- Integrated electronic DC switch
- Broad input voltage range
- Standard integrated communication package with data logger, web server, solar portal and the following interfaces: 2x Ethernet, RS485, S0, 4x analogue inputs (e.g. for ripple control receivers or PIKO Sensor)
- PIKO BA Sensor can be connected for the measurement of building consumption and for dynamic active power control
- Integrated switch contact for self-consumption optimisation
- Smart Home and EEBus compatible

### Input side (DC)

Max. PV power ( $\cos \varphi = 1$ )	kWp	10.8
Rated input voltage ( $V_{DC,r}$ )	V	680
Max. input voltage ( $V_{DC,max}$ )	V	1000
Min. input voltage ( $V_{DC,min}$ )	V	160
Start-up input voltage ( $V_{DC,start}$ )	V	180
Max. MPP voltage ( $V_{MPP,max}$ )	V	800
Min. MPP voltage for DC rated output in single tracker mode ( $V_{MPP,min}$ )	V	527
Min. MPP voltage for DC rated output in two-tracker mode ( $V_{MPP,min}$ )	V	sym: 290 / 290 unsym: 390 / 250
Max. input current ( $I_{DC,max}$ )	A	sym: 18 / 18 unsym: 20 / 10
Max. input current with parallel connection (input DC1+DC2)	A	36
Number of DC inputs		2
Number of independent MPP trackers		2

### Output side (AC)

Rated output, $\cos \varphi = 1$ ( $P_{AC,r}$ )	kW	10
Max. output apparent power, $\cos \varphi_{adj}$	kVA	10
Max. output voltage ( $V_{AC,max}$ )	V	264.5
Min. output voltage ( $V_{AC,min}$ )	V	184
Rated output current	A	14.6
Max. output current ( $I_{AC,max}$ )	A	16.2
Short-circuit current (peak / RMS)	A	25 / 16.6
Grid connection		3N~, AC, 400 V
Rated frequency ( $f_r$ )	Hz	50
Max. grid frequency ( $f_{max}$ )	Hz	51.5
Min. grid frequency ( $f_{min}$ )	Hz	47.5
Setting range of the power factor $\cos \varphi_{AC,r}$		0.80...1...0.80
Power factor for rated power ( $\cos \varphi_{AC,r}$ )		1
Max. total harmonic distortion	%	3

### Device properties

Standby consumption	W	1.8
---------------------	---	-----

### Efficiency

Max. efficiency	%	97.7
European efficiency	%	97.1
MPP adjustment efficiency	%	99.9

### Warranty

Warranty (years)		5
Warranty extension optional (years)		10 / 15 / 20

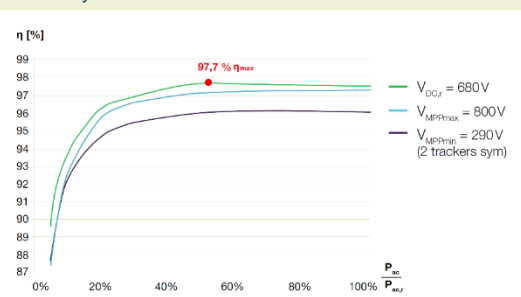
### System data

Topology: Without galvanic separation - transformerless		✓
Internal protection according to IEC 60529 housing / fan		IP 65 / IP 55
Protective class according to IEC 62103		I
Overvoltage category according to IEC 60664-1 Input side (PV generator)		II
Overvoltage category according to IEC 60664-1 Output side (grid connection)		III
Pollution Degree		4
Environmental category (outdoor installation)		✓
Environmental category (interior installation)		✓
UV resistance		✓
Minimum cable cross-section of AC connecting line	mm <sup>2</sup>	4
Minimum cable cross-section of DC connecting line	mm <sup>2</sup>	4
Max. fusing on output side		B25, C25
Operator protection (EN 62109-2)		RCMU/RCCB Typ B
Electronic disconnection device integrated		✓
Height	mm	445 (17.52 in)
Width	mm	580 (22.83 in)
Depth	mm	248 (9.76 in)
Weight	kg	37.5 (82.67 lb)
Cooling principle - convection		-
Cooling principle - regulated fans		✓
Max. air throughput	m <sup>3</sup> /h	2x48
Max. Noise emission	dBA	43
Ambient temperature	°C	-20...60 (-4...140 °F)
Max. installation altitude above sea level	m	2000 (6562 ft)
Relative humidity	%	4...100
Connection technology at input side		SUNCLIX
Connection technology at output side - spring-loaded terminal strip		✓

### Interfaces

Ethernet RJ45		2
RS485		1
S0		1
Analogue inputs		4
PIKO BA Sensor Interface		1

### Efficiency characteristics of PIKO 10



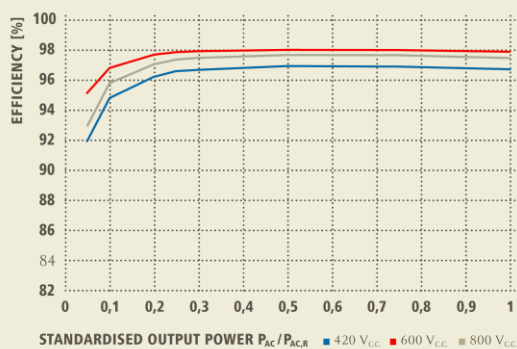
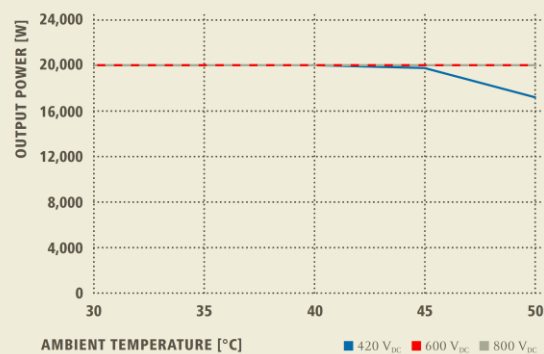
Smart connections.

### Contact

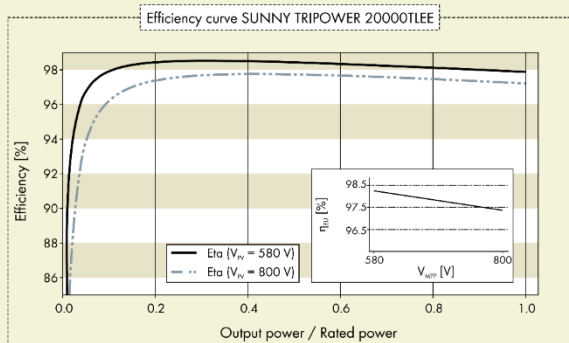
KOSTAL Solar Electric GmbH  
Hanferstr. 6  
79108 Freiburg i. Br.  
Germany  
Tel. +49 761 477 44 - 100  
Fax +49 761 477 44 - 111  
www.kostal-solar-electric.com

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)**

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Number MPP trackers	2				
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$ )	27.0 A / 16.5 A <sup>1)</sup>		33.0 A / 27.0 A		
Max. usable input current total ( $I_{dc \max 1} + I_{dc \max 2}$ )	43.5 A		51.0 A		
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
DC input voltage range ( $U_{dc \min} - U_{dc \max}$ )	200 - 1,000 V				
Feed in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )	200 V				
Usable MPP voltage range	200 - 800 V				
Number of DC connections	3+3				
Max. PV generator output ( $P_{dc \max}$ )	15.0 kW <sub>peak</sub>	18.8 kW <sub>peak</sub>	22.5 kW <sub>peak</sub>	26.3 kW <sub>peak</sub>	30.0 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ( $P_{ac,r}$ )	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
AC output current ( $I_{ac \text{ nom}}$ )	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Power factor ( $\cos \varphi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>2)</sup>	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm²				
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

**FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE****FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING****TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)**

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %		98.1 %		
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	97.4 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnector	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				



## Accessories

RS485 interface  
DM-485CB-10Multi-function relay  
MFR01-10

\* Planned

\*\* Does not apply to all national appendices of EN 50438

● Standard features ○ Optional features – Not available

Provisional data, as of May 2012

Data at nominal conditions

Provisional Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 15000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	20 450 W	15 260 W
Max. input voltage	1 000 V	1 000 V
MPP voltage range with a line voltage of 230 V/rated input voltage	580 V - 800 V / 580 V	580 V - 800 V / 580 V
Min. input voltage / start input voltage	570 V / 620 V	570 V / 620 V
Max. input current	36 A	36 A
Max. input current per string	36 A	36 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 6	1 / 6
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	20 000 W	15 000 W
Max. apparent AC power	20 000 VA	15 000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 230 V / 400 V	3 / N / PE, 230 V / 400 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz, +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	29 A	24 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, adjustable	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European weighted efficiency	98.5 % / 98.2 %	98.5 % / 98.3 %
<b>Protective devices</b>		
DC-side disconnection device	○	○
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester (type II), can be integrated	—	—
DC reverse polarity protection/AC short-circuit current capability/galvanically isolated	● / ● / —	● / ● / —
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (as per IEC 62103)/overvoltage category (as per IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W/H/D)	665 / 680 / 265 mm (26.2 / 26.8 / 10.4 inch)	665 / 680 / 265 mm (26.2 / 26.8 / 10.4 inch)
Weight	45 kg / 99.2 lb	45 kg / 99.2 lb
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... 140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... 140 °F
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC terminal	SUNCLIX	SUNCLIX
AC connection	spring clamp terminal	spring clamp terminal
display	chart	chart
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○ / ●	○ / ●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Multi-function relay	○	○
Certificates and approvals (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, PPC, RD 661/2007, UTE C15-712-1, EN 50438**, PPDS, RD 1699, AS 4777*, BDEW 2008*, C10/11, CEI 0-21*, G59/2, IEC61727*	
Type designation	STP 20000TLEE-10	STP 15000TLEE-10

### Anexo C.3 Contador de energia

No presente sub-anexo está presentes o datasheets do contador a utilizar nas instalações.



## SL7000

Medidor Multifunção SMART™

O SL7000 incorpora em um único medidor todas as funções de medida e tarifação exigidas para a medição em clientes comerciais como em clientes industriais.

#### MEDIDOR DE ENERGIA PARA CLIENTES COMERCIAIS E INDUSTRIAIS

As funções do registrador de perfis de carga são programáveis. O equipamento permite a comunicação local ou remota, atingindo por ambos os meios a atualização da programação.

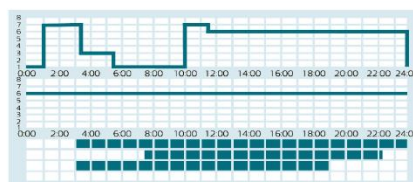
O SL7000 se alimenta dos próprios circuitos de medida de tensão ou da entrada de alimentação auxiliar, quando presente. Possui ampla faixa de medição, o que facilita a utilização do mesmo equipamento numa grande diversidade de instalações.

A possibilidade de adição de consumos de outros equipamentos e a disposição de entrada de pulsos são funções de grande utilidade que na maioria das aplicações permitem a eliminação dos concentradores externos.

#### APLICAÇÕES CLÁSSICAS DE MEDIÇÃO: CLIENTES POR TARIFA

A grande capacidade de configuração de SL7000 permite programar todas as estruturas tarifárias contempladas pelas normas vigentes incluindo medição de UFER e DMCR para clientes THS.

- » Clientes livres
- » Clientes Cativos Grupo A
- » Medição de fronteiras, atendendo a CCEE/ONS
- » Atende a resolução 163 Eletrobrás para medição de óleo



- » Tarifação



**BENEFÍCIOS**

- » Medidor Eletrônico Multifunção
- » Precisão e Linearidade
- » Atende às Normas Nacionais e Internacionais
- » Experiência Comprovada em Diversos Mercados
- » Conexão Através de Transformadores para Aplicações Comerciais e Industriais
- » Entradas e Saídas Digitais
- » Medição UFER/DMCR
- » Múltiplas Portas de Comunicação
- » Saída de Usuário

**Novas Necessidades: Clientes Qualificados**

Nos últimos anos foram aprovadas diversas normas legais que tornaram possíveis a colocação em marcha do novo sistema elétrico. O SL7000 satisfaz todos os requisitos estabelecidos pelas normas legais e os regulamentos desenvolvidos para a medição em pontos de fronteira entre clientes.

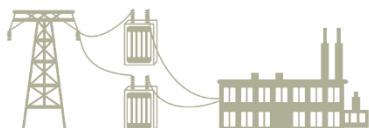
**Medidas em Pontos de Fronteira**

A precisão e a grande linearidade de medida do medidor asseguram a qualidade dos dados obtidos para aplicações de faturamento. As leituras

de diversas magnitudes elétricas são utilizadas em aplicações para a supervisão da rede. Por outro lado, os canais simultâneos de comunicação permitem compartilhar os dados recolhidos da instalação entre diversos usuários ou departamentos.

**Valor Agregado à Medição**

Mediante a aplicação das tecnologias de última geração em metrologia e comunicações, os medidores SL7000 da Itron trazem grandes benefícios tanto para as empresas elétricas como para os consumidores, incorporando valor agregado a cada um dos processos de medição.

**VANTAGENS PARA AS EMPRESAS DE ELETRICIDADE****Clientes Qualificados****Redução dos Custos do Estoque**

O medidor SL7000 possui uma faixa estendida de tensão de alimentação (autorange). Esta característica permite utilizar o mesmo medidor em diferentes padrões de instalação, tanto em clientes comerciais como industriais.

**Redução dos Custos de Leitura**

Os ciclos de leitura se reduzem ao mínimo através do armazenamento de todos os dados exigidos para o faturamento e com a capacidade de comunicação que permite o baixo custo da leitura remota do medidor. A adequação dos protocolos disponíveis com as normas mais recentes de comunicação (IEC) facilita a integração do medidor com os sistemas padrões de coleta de dados.

O medidor SL7000 é compatível com vários modelos de comunicação remota disponíveis no mercado.

**Redução de Perdas Não-Técnicas**

O medidor dispõe de diversas funções de segurança diante de problemas técnicos provocados pela intervenção humana ou tentativas de fraude.

**Supervisão da Rede**

O medidor SL7000 permite a supervisão das condições da rede, incluindo o registro das anormalidades como acontecimentos simples ou em arquivo. Esta função pode ser utilizada para agir de forma preventiva e/ou corretiva nas condições da rede.

**Atualização de Funções**

Uma função importante dos medidores SL7000 é a capacidade de atualização de suas funções. O custo da atualização é mínimo permitindo a reutilização do equipamento existente.

**Resistência a Ambientes Adversos**

Os medidores são planejados e testados para fazer frente a condições ambientais adversas, como perturbações eletromagnéticas e variações nas condições da rede.

**Medidas em Pontos de Fronteira**

## VANTAGENS PARA OS CONSUMIDORES

### Supervisão do Consumo

A informação facilitada pelo medidor está disponível em tempo real através de uma porta de comunicação exclusiva de tal modo que os consumidores finais podem supervisionar e controlar o seu consumo de energia.

### Supervisão do Fornecimento

A supervisão se realiza baseada em parâmetros disponíveis de qualidade do fornecimento. Os dados obtidos

podem ser utilizados como elemento de verificação quando a qualidade do fornecimento seja um elemento contratual.

### Controle do Excesso de Consumo

O medidor SL7000 permite supervisionar o consumo em relação a limites programáveis e podem ativar alguns contatos quando o consumo ultrapassar os limites.

## CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

### Energia

- » Medição de energia ativa (bidirecional), relativa (quatro quadrantes) e aparente em valores agregados e fase por fase.
- » Medição de UFER/DMCR
- » Estão disponíveis quatro entradas de pulso que permitem uma gestão adicional da medição (Versão de Entrada/Saída intermediária e estendida)

### Curvas de Carga

- » Podem ser registrados até dezesseis canais de curva de carga configuráveis entre as várias magnitudes medidas

### Multitarifa

- » Faturamento de energia e demanda máxima
- » Medição de até 10 magnitudes elétricas para faturamento
- » Até 32 registros de tarifação de energia e 24 registros de tarifa de demanda máxima
- » A mudança de tarifação é controlada por um relógio interno. Nas versões de Entrada e Saída, intermediária e estendida, as mudanças de tarifação também podem ser controladas externamente

### Qualidade da Tensão

- » Os níveis dos limites de tensão são configuráveis, permitindo uma análise detalhada das variações de tensão
- » SAG / Swell e Interrupção
- » THD

### Comunicações

- » Até três canais de comunicação dependendo da versão de medidor
- » Dois canais podem ser usados simultaneamente
- » Incorpora portas de leitura local e remota
- » Saída de Usuário
- » Pode ser fornecido um modem PSTN, GSM/GPRS, RF Mesh ou Conversor Ethernet com capacidade de ser alimentado pelo próprio medidor
- » Conforme DLMS-Cosen
- » Antifraude
- » Abertura de tampa (nº, detalhe das 10 últimas ocorrências)
- » Isolamento de tensão (corrente sem tensão)
- » Ajuste (nº, detalhe da última)
- » Opcional: imunidade e detecção de campo eletromagnético 0,5T a 1,2T
- » Página Fiscal: geração do diagrama fatorial



SL7000



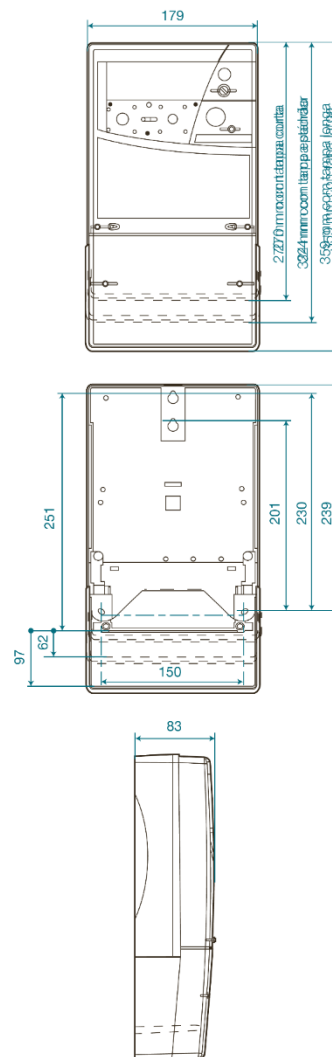
Modem Sparklet

**Dados Técnicos**

Valores	Tensão:	- 3x57,1/100V até 3x240/415V auto-range - Fonte de alimentação auxiliar (opcional)
	Corrente - Conexão CT:	- In 1A/2,5A/5A, I <sub>max</sub> 10A
Tipo de Conexão	Conexão em transformadores:	- Disponíveis em 3 e 4 fios
Precisão	Conexão em transformador:	- Classe D, C ou B
	Conexão direta:	- Classe B
Frequência	50Hz/60Hz	
Faixa de Temperatura	-40° até +85°C	
Padrões	Adequação com as normas IEC 61036, IEC 60867 e padrões de marcação CE (metrológicos, elétricos, eletromecânicos, mecânicos, climáticos) INMETRO RTM 431/2007	
Comunicações	Porta ótica (IEC 61107), opcionalmente RS232C e/ou RS485 Protocolo DLMS-COSEN (IEC 62056) Saída de usuário ABNT 14522	
Portaria de Aprovação	INMETRO/DIMEL 299/2007	

**Acessórios**

Comunicação	- Modem telefônico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados e abrigados sob a tampa do bloco de terminais - Compatibilidade com RF Mesh e Remotas - Cabeamento de conexão para equipamentos externo de comunicação - Porta ótica de comunicações para conexão ao PC
Configuração	- Software do usuário para supervisão do consumo - Software de configuração para empresas elétricas
Documentação	- Certificado de Teste - Manual do Usuário - Manual de Instalação
Tampa	- Curta - Padrão - Longa

**Dimensões (mm)**

A Itron possui sistema de gestão da qualidade certificado e em conformidade com a NBR ISO 9001:2008.

**Suporte Técnico**

E-mail: suportebr.tecnico@itron.com  
Fone: +55 19 3757 1311





## Anexo C.4 Cabo solar

No presente sub-anexo esta presente os *datasheet* do cabo solar que foi utilizado nas diversas instalações.

# TÜV SOLAR CABLE (H1Z2Z2-K)

CAVO UNIPOLARE FLESSIBILE HALOGEN FREE PER APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE  
FLEXIBLE SINGLE CORE CABLE HALOGEN FREE FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

**CE** **Reach** **compliant** **APPROVAZIONI / APPROVALS:**  
Certificate Nr R60113052



COLORI 1° e 2° ISOLAMENTO/  
1<sup>st</sup> and 2<sup>nd</sup> INSULATION COLOUR



Conduttore trefolo flessibile in rame stagnato  
Twisted flexible tinned copper conductor

- 1 – 1° isolamento:  
copolimero speciale halogen free  
1<sup>st</sup> insulation:  
halogen free special copolymer
- 2 – 2° isolamento:  
copolimero speciale halogen free  
2<sup>nd</sup> insulation:  
halogen free special copolymer
- 3 – Conduttore in rame  
Copper conductor

MARCATURA / MARKING :

CET SOLAR CABLE 1Xn,00 mm<sup>2</sup> 1.0/1.0 kV H1Z2Z2-K TÜV Rheinland Type Approved R60113052 IEC 60332-1 CE

APPLICAZIONI /  
APPLICATIONS



CONFEZIONI /  
PACKAGING



Dati Tecnici	
Tensione Nominale U <sub>0</sub> /U	1.0/1.0 kV AC – 1.5/1.5 kV DC
Tensione max. consentita	1,8 kV DC
Tensione di Prova	6.5 kV AC
Temperatura di Esercizio	- 40 ÷ +90°C
Max. temp. conduttore	+120°C (for 20.000 hrs.)
Raggio minimo di curvatura	5 x D cavo (installazione fissa)
Omologazione	TÜV Rheinland
Norme di Riferimento :	EN 50618: 2014 IEC 60228 – EN 50395 – EN 50396 EN 60332-1-2 – EN 61034-1; -2 EN 50525-1 – EN 60216-1; -2

Technical Data	
Nominal Voltage U <sub>0</sub> /U	1.0/1.0 kV AC – 1.5/1.5 kV DC
Maximum permitted voltage	1,8 kV DC
Test Voltage	6.5 kV AC
Operating Temperature	- 40 ÷ +90°C
Max. core temperature	+120°C (for 20.000 hrs.)
Min. bending radius	5 x D cable (fixed installation)
Approved	TÜV Rheinland
References:	EN 50618: 2014 IEC 60228 – EN 50395 – EN 50396 EN 60332-1-2 – EN 61034-1; -2 EN 50525-1 – EN 60216-1; -2

TIPO	SEZIONE	DIAMETRO MAX FILI CONDUTTORE	SPESORE ISOLANTE 1° / 2°	DIAMETRO ESTERNO	RESISTENZA ELETTRICA MAX A 20°C MAX ELECTRIC RESISTANCE AT 20°C	REATTANZA (a 50 Hz)
TYPE	SECTION	MAX WIRE DIAMETER OF CONDUCTOR	INSULATION THICKNESS 1 <sup>ST</sup> / 2 <sup>ND</sup>	OVERALL DIAMETER	WIRE STAGNATO TINNED COPPER	REACTANCE (at 50 Hz)
TÜV SOLAR CABLE	mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	Ω/Km	Ω/Km
	1x2.50	0.26	0.70 / 0.80	5.00	8.21	/
	1x4.00	0.31	0.70 / 0.80	5.40	5.09	0.143
	1x6.00	0.31	0.70 / 0.80	6.20	3.39	0.135
	1x10.0	0.41	0.70 / 0.80	7.40	1.95	0.119

Tolleranza sui diametri: in accordo con le norme di riferimento TÜV  
Diameters tolerances: according with TÜV standards

SEZIONE	Portata amperometrica dei cavi PV in funzione del tipo d'installazione (T=60°C) Current carrying capacity of PV cables in accordance to the installation (T=60°C)		
SECTION	Cavo singolo – posa in aria Single cable free in air	Cavo singolo – posa su superficie Single cables on surfaces	Cavi in fascio – posa su superficie To cables adjacent on surfaces
mm <sup>2</sup>	(A)	(A)	(A)
1 x 2.5	41	39	33
1 x 4.0	55	52	44
1 x 6.0	70	67	57
1 x 10	98	93	79

### Proprietà

La speciale costruzione e i materiali impiegati, consentono al cavo di soddisfare i requisiti più recenti previsti per i sistemi fotovoltaici in accordo alle normative: EN50618 – EN 60216-1-2 – EN 61034. L'isolamento garantisce un elevato potere isolante e notevole resistenza all'invecchiamento termico, nonché proprietà di resistenza all'abrasione ed alla fiamma, resistenza all'ozono, resistenza ai raggi UV ed è facilmente rimovibile dall'isolamento interno per facilitare operazioni di connessione.

### Properties

The cable is able to satisfy the latest requirements fixed for PV systems in accordance to the following Reference Standards: EN50618 – EN 60216-1-2 – EN 61034. The special insulation has qualities of high abrasion resistance to high temperature. Moreover the insulation has property of flame retardant and ozone resistance. The cable is UV-resistant and the external sheath can be removed from the inner layer of extruded insulation.

**ENCO**

S.R.L. CAVI E CONDUTTORI ELETTRICI  
Via Sallée, 10/A – 40027 Mordano (BO) Italy  
Tel. +39 0542.56018 – Fax +39 0542.56118  
www.encocavi.it info@encocavi.it

Via C. Battisti, 34 - 35010 Limena (PD) Italy  
Tel. +39 049.8657057 - Fax +39 049.8842651  
www.ceteletric.com info@ceteletric.com

STABILIMENTO / DIVISION

**cet electric**

# TÜV SOLAR CABLE (H1Z2Z2-K)

## APPENDIX



The H1Z2Z2-K is to be considered Harmonized because has been tested and certified in accordance with the requirements of the harmonized standard EN 50618: 2014 (quoted in the official document of the European Union that lists the harmonized standards to the LVD Directive 2006/95/EC (Low voltage Directive)).

Use and type of installation for applications in photovoltaic (HD 60364-7-712). For fixed installation indoors and outdoors. Installation of walls, walkways, pipes, conduits, and similar systems. The cables are suitable for use with Class II.

They are inherently short-circuit and earth fault proof acc. to HD 60364-5-52.

### Chemical properties

<b>Halogen-free</b>	acc. to EN 50525-1 Annex B (EN 50267-2-1, EN 50267-2-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2)
<b>Low Smoke Emission</b>	acc. to IEC 61034, EN 61034 (Light Transmittance > 60%)
<b>Weather resistance</b>	<i>Ozone resistance:</i> acc. to EN 60811-403 Test Method A, EN 50396 clause 8.1.3 Test Method B <i>Weathering/UV resistance:</i> acc. to EN 50618 Annex E, EN 50289-4-17 (Method A), EN ISO 4892-1 /-2 tensile strength and elongation at break after 720h (360 Cycles) of exposure to UV lights
<b>Acid and alkaline resistance</b>	acc. to EN 50618:2014 Annex B: 7 days, 23° C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) as for EN 60811-404
<b>Resistance to fire</b>	Flame propagation acc. to EN 60332-1-2 (Single Cable Flame Test)  Tested according to CPR: EN 50399 Common test methods for cables under fire conditions Heat release and smoke production measurement on cables during flame spread test, UNI EN 13501-6  Flammability class: <b>Dca</b> Smoke emission class: <b>s2</b> Drip particle class: <b>d2</b>

### Mechanical properties

	for insulation and sheath before ageing acc. to EN 50618 Annex B (test acc. To EN 60811-501). tensile strength $\geq 8$ N/mm <sup>2</sup> elongation at break for insulation and sheath $\geq 125$ %
<b>Shrinkage test on sheath</b>	acc. to EN 50618, Table 2: <2% (test acc. to EN 60811-503).
<b>Dynamic Penetration Test</b>	acc. to EN 50618
<b>Durability of Print</b>	acc. to EN 50618 (test acc. to EN 50396)
<b>Direct Burial</b>	Impact test resistance of single conductor type USE and USE-2 cables (tested acc. to UL854) Rodent resistance safety can be optimized by utilizing protective hoses and cables with spinning or braid metallic coatings
<b>Water resistance</b>	AD8 category Tested with successful acc. to EN 50525-2-21 "Annex E" (after immersion for 100 days / 2.400 h to 50°C): <ul style="list-style-type: none"> <li>Voltage at 1 kV AC on cable in water at 50°C during 100 days without any breakdown</li> <li>Mechanical properties on sheath after immersion 100 days at 50°C</li> <li>Minimum tensile strength after immersion 100 days at 50°C &gt; 7 MPa</li> <li>Minimum elongation at break after immersion 100 days at 50°C &gt; 200%</li> <li>Water absorption on sheath after immersion 100 days at 50°C less than 40%</li> <li>Insulation resistance tests with a minimum resistivity of 10<sup>11</sup> Ω.cm measured after 14 days in water at 50°C</li> </ul>
<b>Long term resistance of insulation to d.c</b>	acc. to EN 50618, Table 2 test acc. to EN 50395 clause 9: Cable immersed in water containing 1% NaCl for 240h ; water temperature: 85°C $\pm$ 5; Voltage applied: 1.8 kV D.C.

### Thermal properties

<b>Lifetime</b>	acc. to EN 50618 : 25 years the cables are designed to operate at a normal max conductor temperature of 90°C, but for a maximum of 20.000 hours a max. conductor temperature of 120 °C at a max. ambient temperature of 90 °C is permitted. (test according to EN 60216-1 and EN 60216-2)
<b>Max.short circuit temperature</b>	250°C (for 5 sec.)
<b>Resistance to cold</b>	EN 50618, Table 2: Cold Bending Test at -40°C acc. to EN 60811-504; Cold Elongation Test at -40°C acc. to EN 60811-505; Cold Impact Test at -40°C acc. to EN 50618 Annex C and EN 60811-506. Damp-Heat Test Acc. to EN 50618, Table 2 (test acc. to EN 60068-2-78) : 90°C for 1.000h and min. 85% humidity



**S.r.l. CAVI E CONDUTTORI ELETTRICI**  
Via Selice, 10/A - 40027 Mordano (BO) Italy  
Tel. +39 0542.56018 - Fax +39 0542.56118  
www.encocavi.it info@encocavi.it

Via C.Battisti, 34 - 35010 Limena (PD) Italy  
Tel. +39 049.8657057 - Fax +39 049.8842651  
www.ceteletric.com info@ceteletric.com

STABILIMENTO / DIVISION

**cet electric**

## Anexo D Simulações efetuadas em software de simulação dos inversores

### Anexo D.1 Simulação da configuração proposta para o inversor da SMA

#### Avaliação do dimensionamento

**Nome do projecto:** Novo projecto

Número do projecto:

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon

**Temperatura ambiente:**

Temperatura mínima: 4 °C

Temperatura de dimensionamento: 24 °C

Temperatura máxima: 38 °C

**Projecto parcial 1**

#### 1 x STP 20000TL-30 (Sistema parcial 1)

Potência de pico:	24,38 kWp
Quantidade total de módulos FV:	92
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potência máx. CC (cos $\varphi$ = 1):	20,44 kW
Potência activa máx. CA (cos $\varphi$ = 1):	20,00 kW
Tensão de rede:	230V (230V / 400V)
Razão de potência nominal:	84 %
Factor de dimensionamento:	121,9 %
Factor de desfasamento cos $\varphi$ :	1



**STP 20000TL-30**

#### Dados de dimensionamento fotovoltaico

##### Entrada A: Gerador fotovoltaico 1

92 x Worldwide Energy and Manufacturing USA Inc. (Amerisolar) AS-6P30-265 (03/2016), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	4		
Módulos fotovoltaicos por string:	23		
Potência de pico (entrada):	24,38 kWp	---	
Tensão FV típica:	✓ 644 V	---	
Tensão FV mín.:	586 V	---	
Potência CC mín. (tensão de rede 230 V):	150 V	150 V	
Tensão FV máx.:	✓ 942 V	---	
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V	
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 34,3 A	---	
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	33 A	33 A	

##### Sistema fotovoltaico / Inversor parcialmente compatíveis

O gerador fotovoltaico e o tipo do inversor são compatíveis com limitações, pois o inversor está subdimensionado para esta combinação (< 88%).

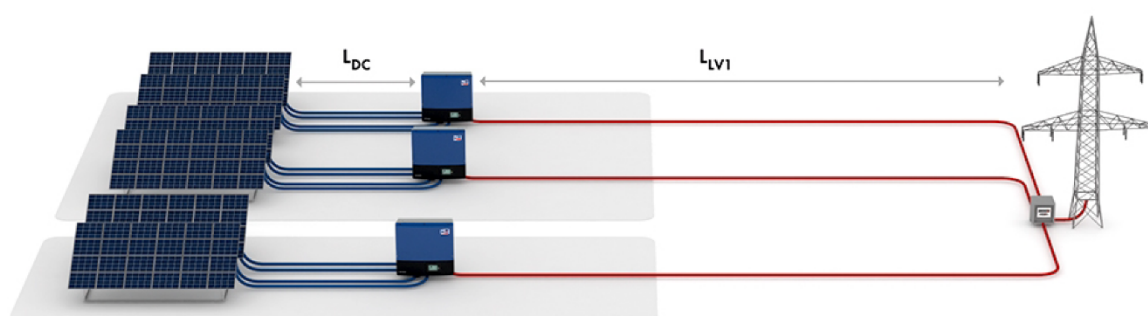
Nome do projecto: Novo projecto

Local de instalação: Portugal / Lisbon

Número do projecto:

**Vista geral**

	✓ CC	✓ LV	✓ Total
Potência dissipada no modo nominal	39,19 W	14,45 W	53,64 W
Potência dissipada rel. no modo nominal	0,19 %	0,07 %	0,26 %
Comprimento total do cabo	240,00 m	2,00 m	242,00 m
Secções dos cabos	6 mm <sup>2</sup>	6 mm <sup>2</sup>	6 mm <sup>2</sup>

**Gráfico****Cabos de CC**

		Material do cabo	Comprimento simples	Secção	Queda de tensão	Potência dissipada rel.
Projecto parcial 1						
 1 x STP 20000TL-30 Sistema parcial 1	A	Cobre	30,00 m	6 mm²	1,3 V	0,19 %
	B	Cobre	30,00 m	6 mm²	---	---

**Cabos LV1**

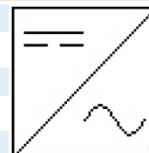
	Material do cabo	Comprimento simples	Secção	Resistência de linha	Potência dissipada rel.
<b>Projecto parcial 1</b>					
1 x STP 20000TL-30 Sistema parcial 1	Cobre	2,00 m	6 mm <sup>2</sup>	R: 1,911 mΩ XL: 0,150 mΩ	0,07 %

Os resultados apresentados são valores aproximados para informação geral do utilizador sobre possíveis resultados operacionais. Os resultados são calculados matematicamente com base em pressupostos padronizados. Os resultados operacionais reais dependem decisivamente das condições reais de insolação, da eficiência efectiva e das condições de operação do grupo gerador, bem como do comportamento individual de consumo, podendo divergir dos resultados calculados. POR CONSEQUENTE, A SMA SOLAR TECHNOLOGY AG NÃO ASSUME QUALQUER RESPONSABILIDADE POR MENORES RENDIMENTOS EM CASO DE DIVERGÊNCIA ENTRE OS RESULTADOS OPERACIONAIS CALCULADOS E REAIS.

## Anexo D.2 Simulação da configuração proposta para o inversor da Delta

1 x Delta Energy Systems RPI M10A (2 MPPT)

DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR	
Potencia FV máxima recomendada	12,40 kWp
Potencia nominal de CC	10 kW
Rango de tensión de MPP	250 ... 800 V
Corriente máx. de CC	15 A   10 A
Potencia nominal de CA	10 kVA



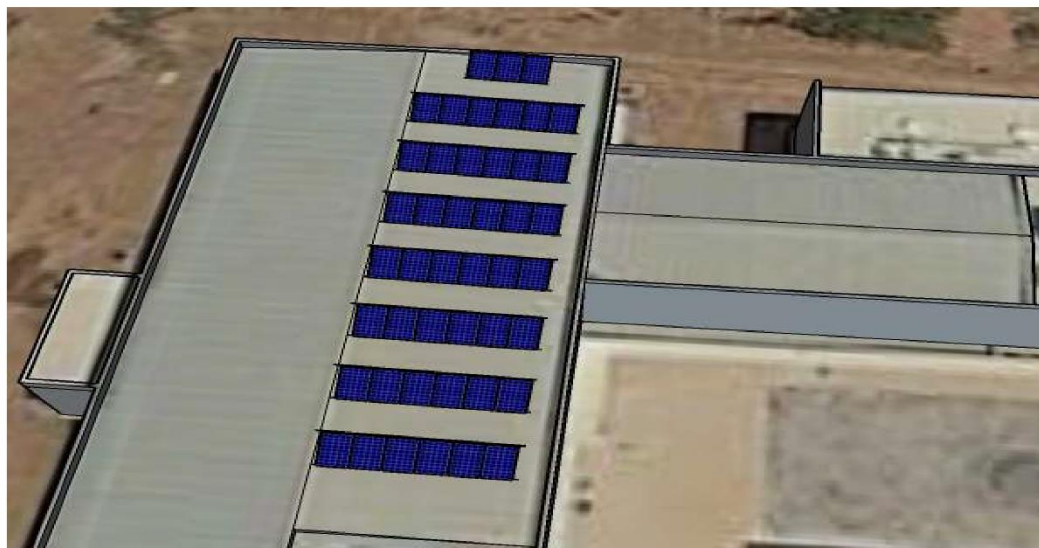
Tu matriz FV


POTENCIA DE CC	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3
Potencia de la matriz FV	6,10 kWp ✓	5,83 kWp ⚠	
Relac. pot.: CC/CA	119,30 % ✓	119,30 % ✓	
TENSIÓN DE CC			
Tensión MPP (a -10 °C)	792,79 V ✓	758,32 V ✓	
Tensión MPP (a 70 °C)	605,16 V ✓	578,85 V ✓	
Tensión MPP (a 25 °C)	710,70 V ✓	679,80 V ✓	
Tensión de circuito abierto (a -10 °C)	982,64 V ✓	939,92 V ✓	
CORRIENTE DE CC			
Corriente MPP (a 25 °C)	8,58 A ✓	8,58 A ✓	
Corriente en circuito (a 70 °C)	8,80 A ✓	8,80 A ✓	
CABLEADO DE CC			
Material / Sección de cable	Cobre / 6 mm²	Cobre / 6 mm²	
Longitud de cable simple	20 m	20 m	
Añadir caja conexiones para cadenas (CCC)	No	No	
Pérdida total del cable de CC en MPPT	8,74W / 0,14% ✓	8,74W / 0,15% ✓	






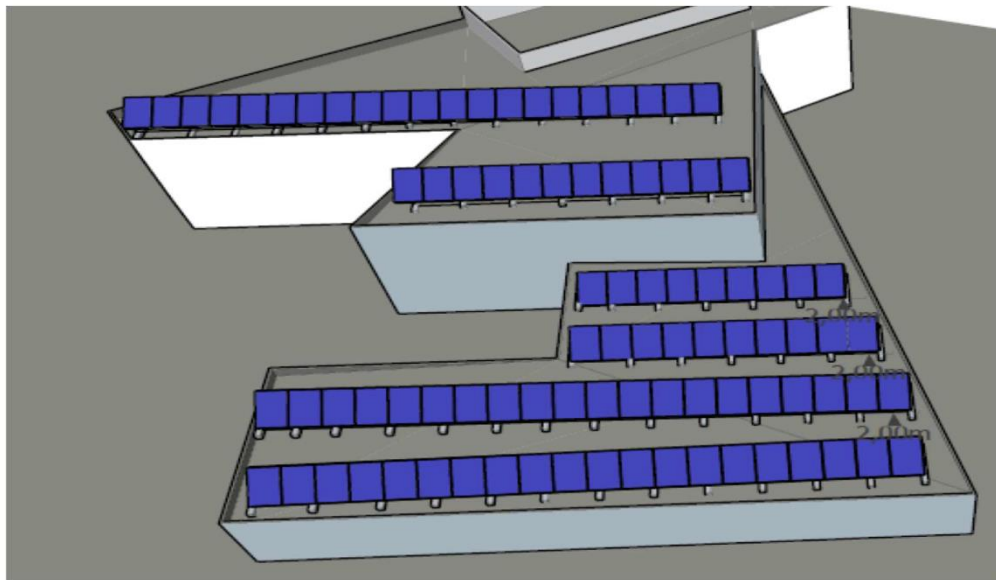
## Anexo E Projeção da implementação das onze instalações fotovoltaicas



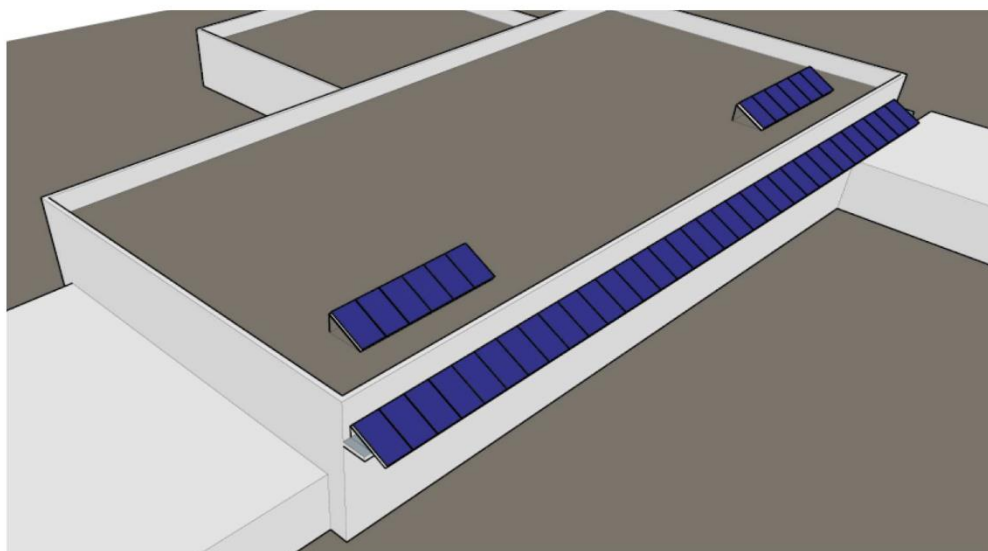
	Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
	Requerente	Câmara Municipal de Águeda
	Desenho	Escola Básica António Graça, Barrô
	Autor	Carlos Morais e André Gabriel



	Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
	Requerente	Câmara Municipal de Águeda
	Desenho	Centro Escolar da Borralha
	Autor	Carlos Morais e André Gabriel

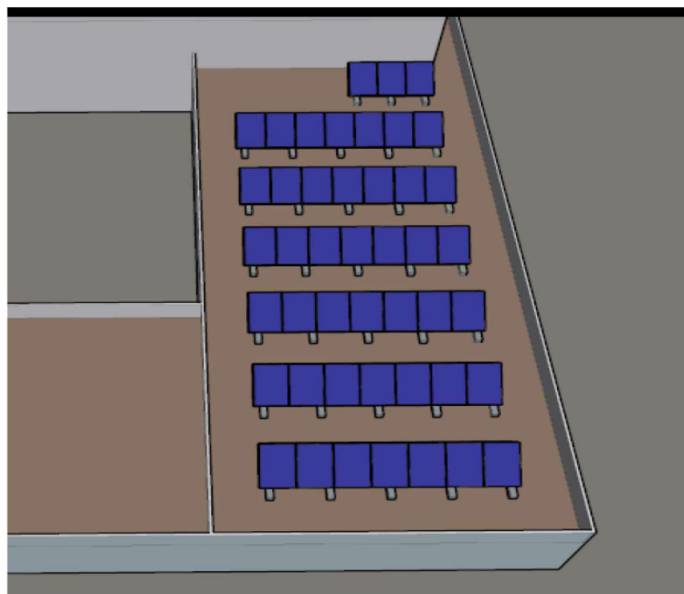


Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerente	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Biblioteca
Autor	Carlos Morais e André Gabriel



Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerente	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Centro Escolar de Fermentelos
Autor	Carlos Morais e André Gabriel

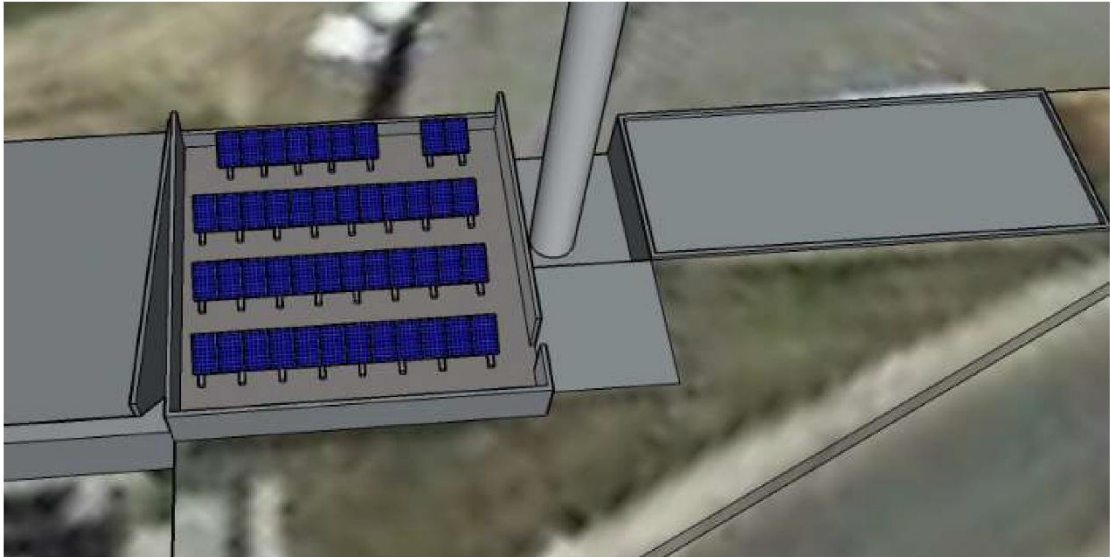




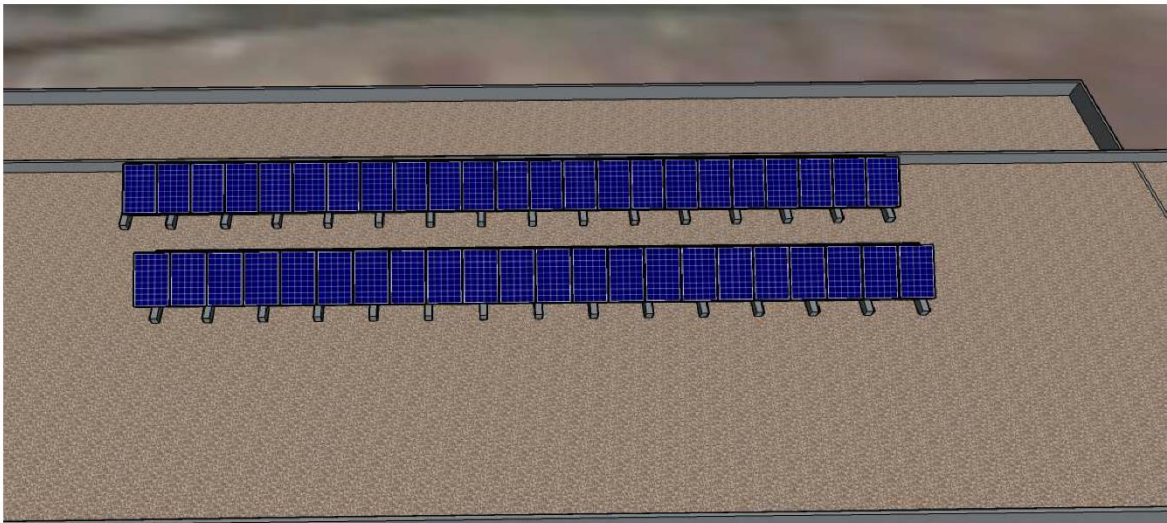
Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerente	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Centro Escolar da Trofa
Autor	Carlos Morais e André Gabriel



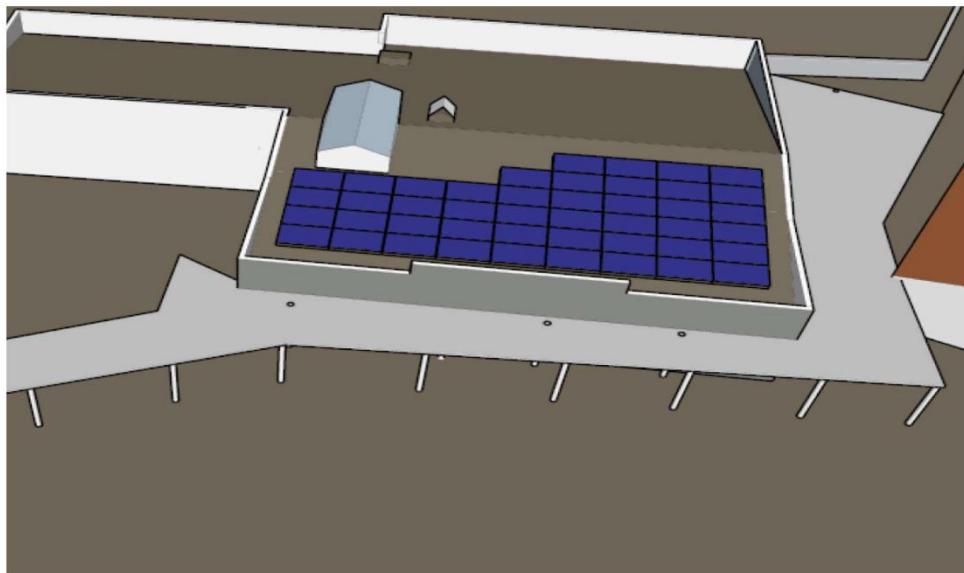
Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerente	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Incubadora
Autor	Carlos Morais e André Gabriel



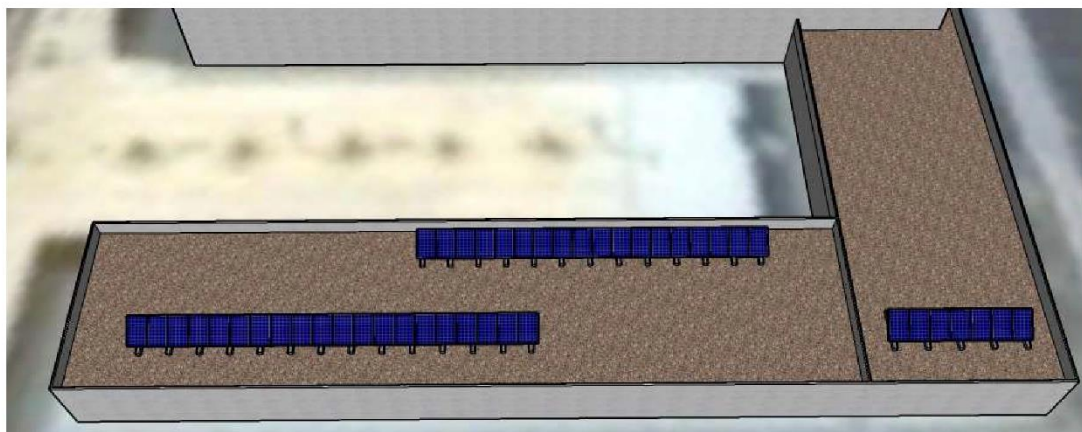
Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerent	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Estádio
Autor	Carlos Morais e André Gabriel



Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerent	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Centro Escolar de Valongo
Autor	Carlos Morais e André Gabriel

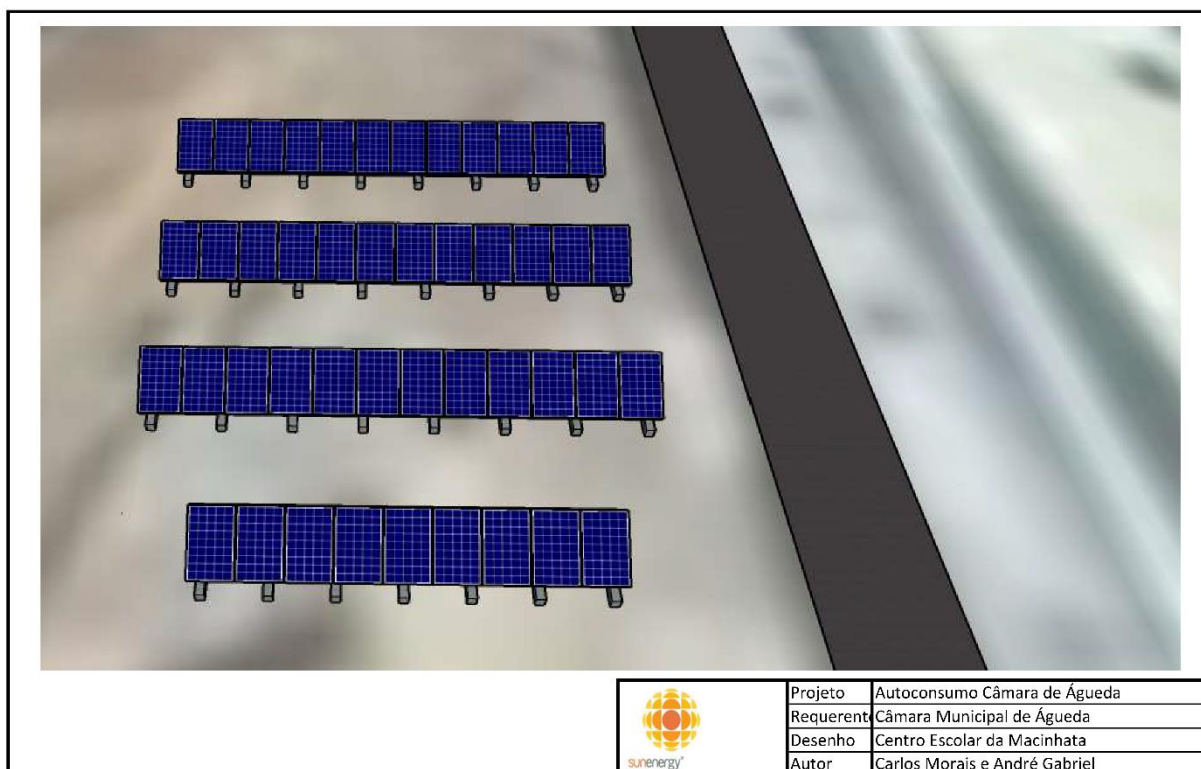


Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerent	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Centro Escolar de Recardães
Autor	Carlos Morais e André Gabriel

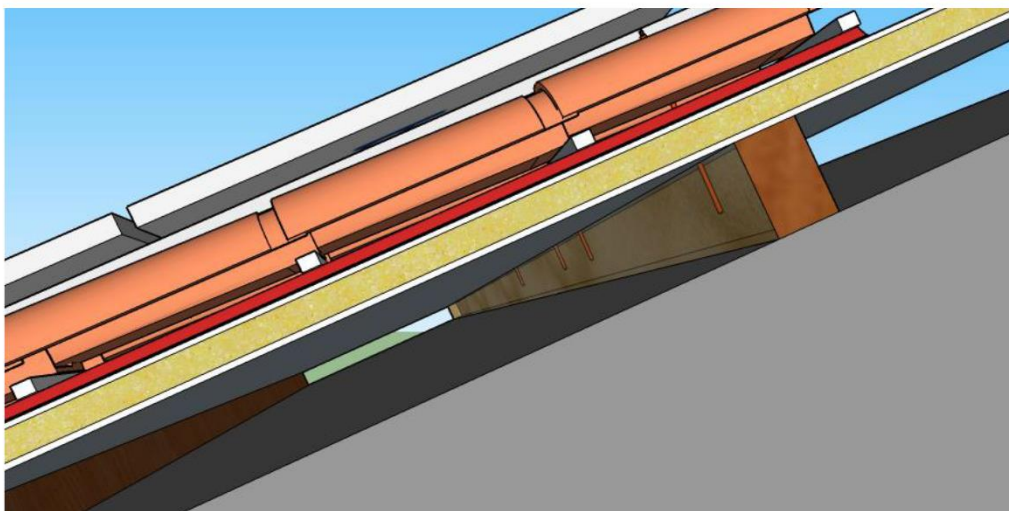


Projeto	Autoconsumo Câmara de Águeda
Requerent	Câmara Municipal de Águeda
Desenho	Centro Escolar de Aguada de Cima
Autor	Carlos Morais e André Gabriel



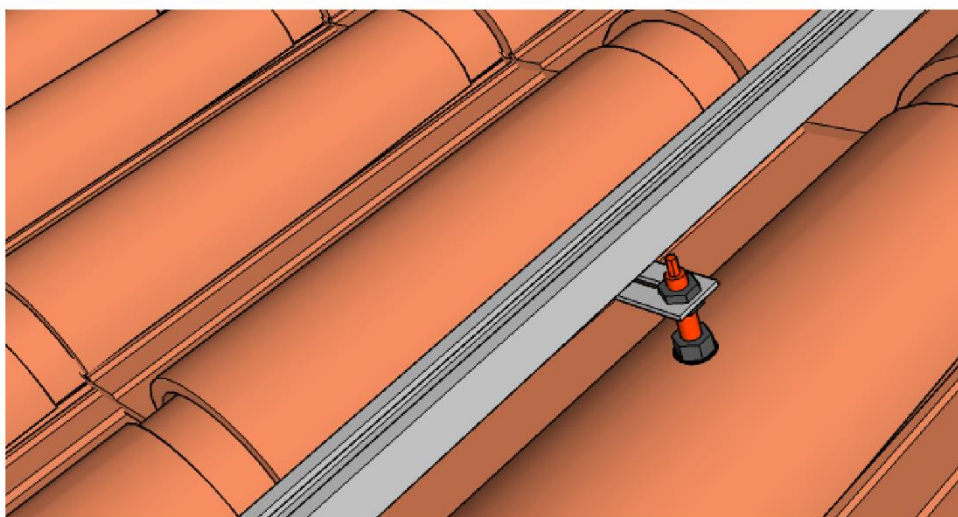


## Anexo F Estrutura utilizada na instalação fotovoltaica da incubadora



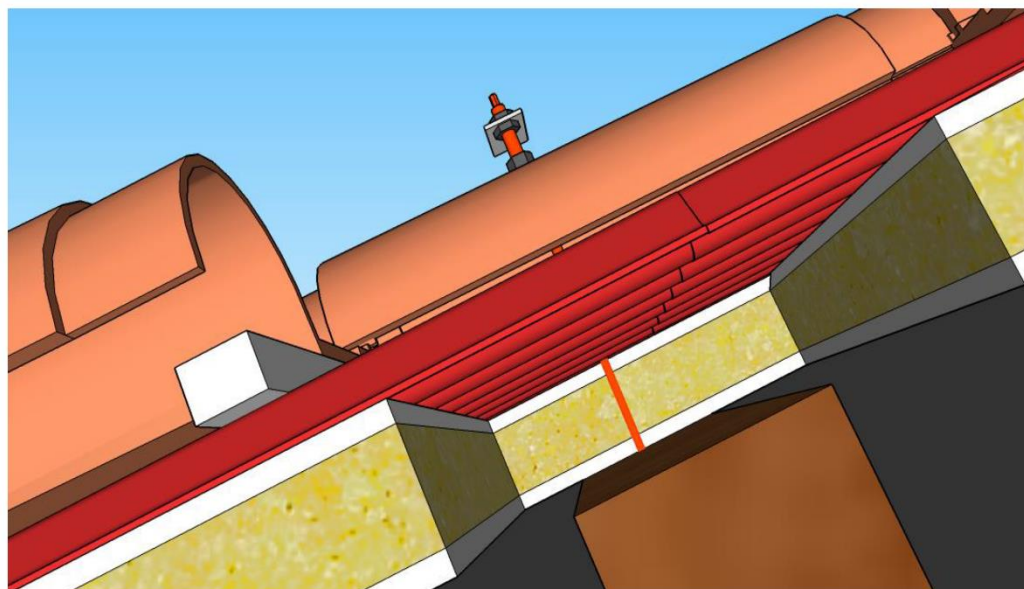
Obs: Imagem ilustrativa

	Projeto	Autoconsumo - Incubadora
	Requerente	Câmara de Águeda
	Desenho	Porémor do varão roscado dentro da mestra
	Autor	Paulino Oliveira e André Gabriel



Obs: Imagem ilustrativa

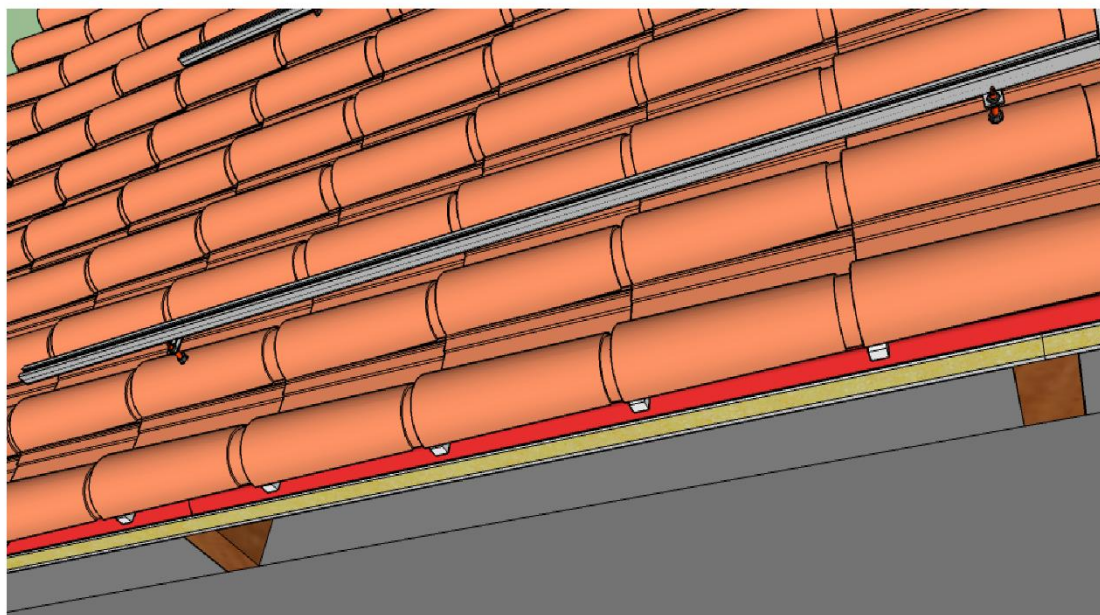
	Projeto	Autoconsumo - Incubadora
	Requerente	Câmara de Águeda
	Desenho	Porémor do encaixe do perfil ao varão roscado
	Autor	Paulino Oliveira e André Gabriel



Obs: Imagem ilustrativa



Projeto	Autoconsumo - Incubadora
Requerente	Câmara de Águeda
Desenho	Pormenor do varão roscado fixado à mestra
Autor	Paulino Oliveira e André Gabriel



Obs: Imagem ilustrativa



Projeto	Autoconsumo - Incubadora
Requerente	Câmara de Águeda
Desenho	Pormenor do perfil fixado ao varão roscado
Autor	Paulino Oliveira e André Gabriel



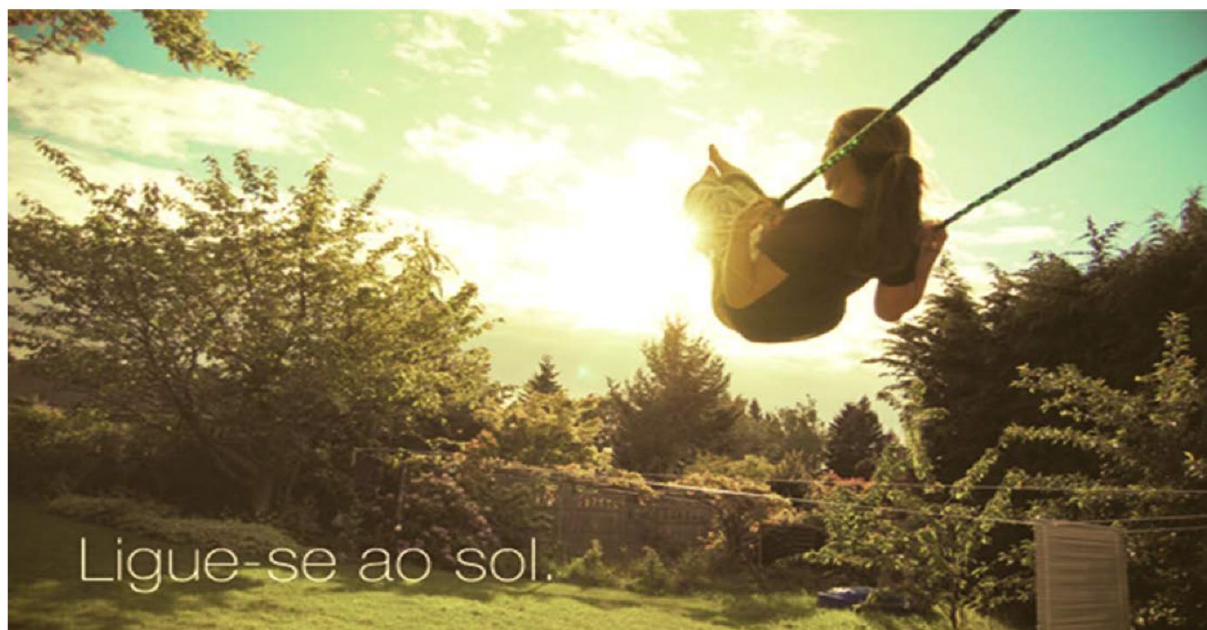


Obs: Imagem ilustrativa



Projeto	Autoconsumo - Incubadora
Requerente	Câmara de Águeda
Desenho	Painéis fotovoltaicos colocados no perfil
Autor	Paulino Oliveira e André Gabriel

## Anexo G Manual de utilizador de instalações fotovoltaicas tipo







## Conteúdo

1. Enquadramento.....	1
2. Requisitos de Segurança .....	1
2.1. Requisitos de segurança – Aspetos relativos aos utilizadores .....	1
2.2. Requisitos de segurança – Aspetos relativos à rede elétrica .....	2
3. Descrição do sistema.....	3
4. Verificações periódicas.....	6
5. Dados técnicos .....	7
5.1. Módulos .....	7
5.2. Inversor .....	9
5.3. CONTADOR ITRON SL 7000.....	10
5.4. TERMO DE RESPONSABILIDADE.....	11
5.5. FICHA TÉCNICA.....	12
5.6. CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO.....	14
6. ESQUEMA UNIFILAR DA INSTALAÇÃO.....	16

## 1. Enquadramento

A instalação, classificada como instalação fotovoltaico de Autoconsumo, foi executada de acordo com o Decreto Lei n.º 153/2014 que criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo.

Os esquemas eléctricos desta unidade de produção são baseados na Norma internacional EN 60364-7-712 desenvolvidos no âmbito da CTE 64.

Todos os inversores instalados cumprem com todos os requisitos técnico, de segurança e qualidade exigidos para este tipo de equipamentos.

## 2. Requisitos de Segurança

Uma instalação de Autoconsumo de energia elétrica tem obrigatoriamente de prever requisitos mínimos de segurança e de ser devidamente integrada e enquadrada com a instalação elétrica existente. Neste sentido, a existência deste tipo de sistemas não deve representar qualquer tipo de risco adicional a todos quantos frequentam o edifício onde o sistema foi instalado.

### 2.1. Requisitos de segurança – Aspetos relativos aos utilizadores

Em qualquer instalação elétrica que trabalhe com tensões superiores a 48V deve-se ter o cuidado de utilizar exclusivamente materiais homologados. Toda a instalação do lado DC, tanto no grupo gerador fotovoltaico como na bateria, está a trabalhar com tensões acima das tensões de segurança, o que aumenta o risco de eletrocussão.

A resistência do isolamento e a resistência de terra da instalação estão dentro dos parâmetros mínimos recomendados com protecção diferencial adequada. Mesmo cumprindo todos os procedimentos recomendados podem acontecer falhas que ponham em risco os utilizadores.



As falhas podem conduzir a dois tipos de problemas:

1. Relacionado com as descargas elétricas recebidas pelas pessoas em caso de contato acidental com partes acessíveis da instalação. Nesse sentido foram efectuadas as seguintes medidas de segurança:
  - Interligar todos os elementos metálicos à rede de terras;
  - Sistema de proteção diferencial.
2. Problema que pode ocorrer num sistema de Autoconsumo são os incêndios provocados por arcos elétricos devido a curto-circuitos. A corrente de operação é próxima da corrente de curto-circuito e a solução adotada para cumprir com as medidas de segurança foram:
  - Boa separação entre os fios correspondentes aos pólos positivos e negativos na caixa de conexão em DC;
  - Proteger os fios de curto-circuitos utilizando cabos unipolares, com isolamento apropriado para o trabalho na intempérie e com capacidade de suportar a corrente de curto-circuito na pior condição de operação.

## 2.2. Requisitos de segurança – Aspectos relativos à rede elétrica

As exigências por parte do distribuidor de energia elétrica pretendem assegurar, basicamente, dois objetivos:

- Não alterar as condições de segurança nem a qualidade da energia fornecida aos clientes;
- Não criar condições perigosas de trabalho para o pessoal da manutenção da rede de distribuição.

O primeiro objetivo é obtido dotando a unidade com os seguintes requisitos:

- O inversor é dotado de mecanismos de desconexão automática da rede quando alguma das fases do inversor sai das margens de operação e dos limites de qualidade exigidos por lei.

Em relação ao segundo objetivo, para evitar que o inversor funcione em “ilha”, garantindo assim a segurança da equipa de manutenção do distribuidor de energia, foram instalados somente inversores sincronizados pela rede “**GRID TIE**”. Desta forma é possível garantir a segurança do pessoal de manutenção pertencente à companhia de distribuição de energia elétrica, uma vez que, ao desligarem

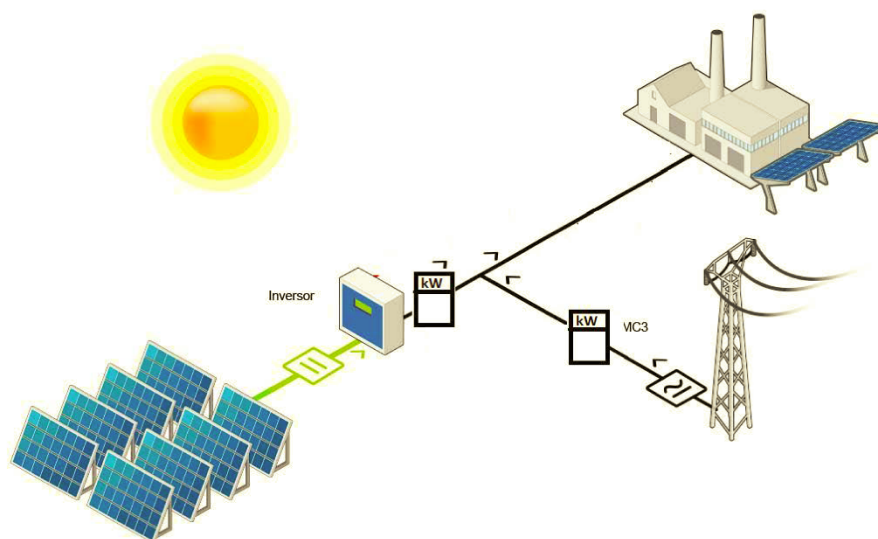
a linha da rede de distribuição, os possíveis sistemas de geração fotovoltaica presentes nessa linha, não mantêm a tensão nesta.

Os inversores sincronizados pela rede tomam como referência para a geração dos impulsos de comutação dos seus dispositivos semicondutores a própria frequência da rede e, dessa forma, quando a linha é desligada, o inversor desativa-se.

### 3. Descrição do sistema

O sistema de Autoconsumo fotovoltaico instalado, consiste num conjunto de 92 módulos **Amerisolar** modelo **AS-6P30-265W** colocados na cobertura do edifício, acoplados a 1 inversores da marca **SMA** que transforma a corrente contínua (DC) do gerador fotovoltaico, em corrente alternada (AC), com as mesmas características da rede pública (fase e amplitude).

Apresenta-se na figura seguinte um esquema de princípio simplificado da instalação do sistema de Autoconsumo fotovoltaico.



No inversor **SMA 20000 TLEE-10** foram ligadas 4 strings de 23 módulos. O somatório das potências individuais destes módulos perfaz uma potência de **24 380 Wp**.

Na figura seguinte está representado o esquema unifilar da instalação executada.

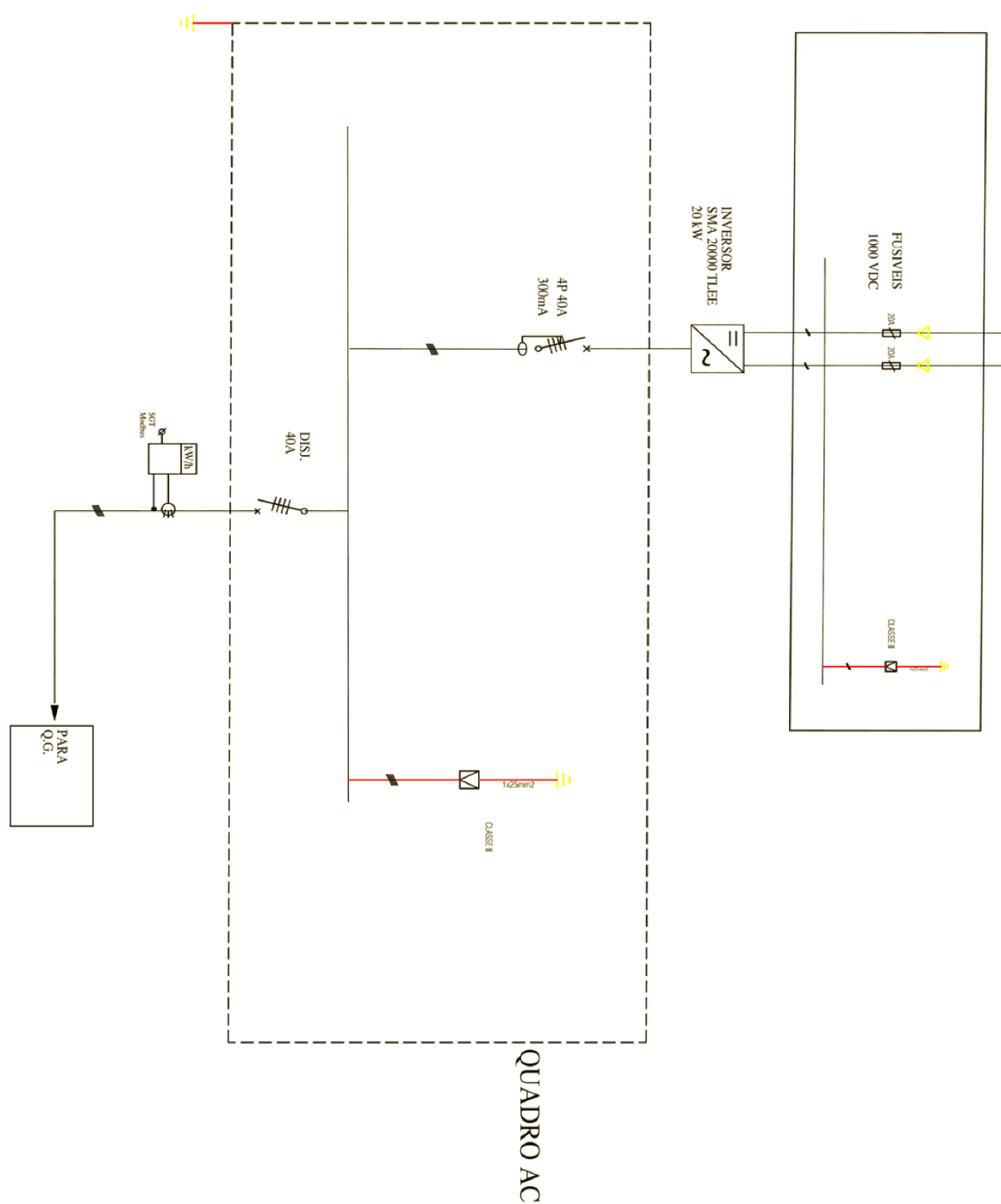


Imagem 1: Esquema unifilar

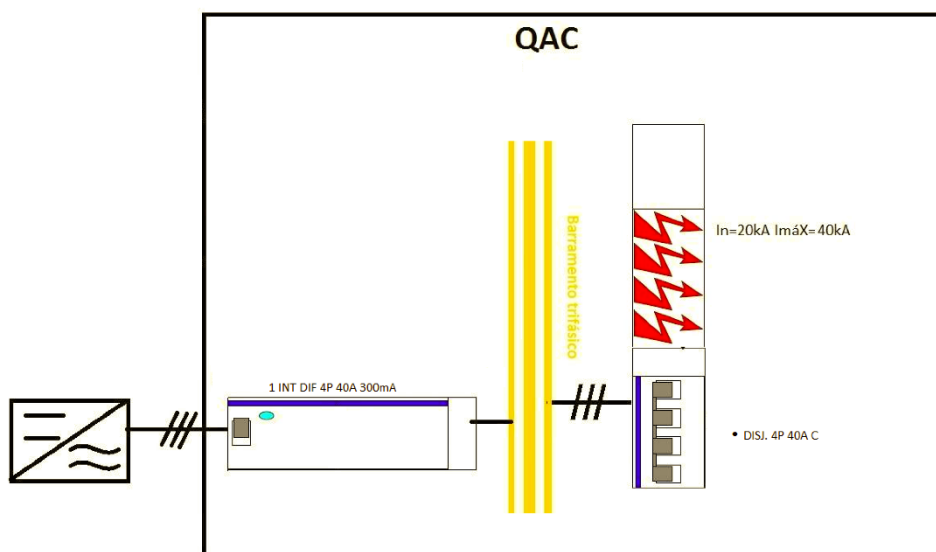


Imagem 2: Quadro AC

Observando a figura, verifica-se que logo após a saída das string dos módulos fotovoltaicos, temos um inversor DC/AC de 20 kW.

O inversor recebe a energia em corrente contínua e transforma-a em corrente alternada a uma frequência de 50 Hz e tensão de 230 V entre a fase e o neutro.

Após o inversor, foi instalado do lado da saída AC uma caixa de proteção AC (ver figura em cima) com os seguintes equipamentos:

- 1 DISJUNTOR 4P 40A C 6/10kA
- 1 DESCAREG. SOBRETENSÕES TRIF. In=20kA Imáx=40kA
- 1 INTERRUPTOR DIFERENCIAL 4P 40A 300mA
- 1 QUADRO METÁLICO, CLASSE II

À saída deste quadro AC está ligada a entrada do QG da instalação.

#### 4. Verificações periódicas

O utilizador deverá, semanalmente, verificar se o inversor está ligado e se todos os equipamentos de corte no Q<sub>AC</sub> estão em modo “on”.

Se houver suspeita de alguma anomalia, deverá ser enviado para a empresa instaladora um relatório para que seja analisado e corrigidas eventuais falhas do sistema com a maior brevidade possível (808450045).

Sempre que haja necessidade de manobrar o sistema será necessário seguir o seguinte procedimento:

- 1º → Desligar, no Quadro AC, todos os disjuntores e diferenciais;
- 2º → Desligar, no Quadro AC, o corte geral;
- 3º → Aguarde pelo menos 1 minuto e desligue, no Quadro DC, todos os porta-fusíveis.
- 4º → Desligar no QG o disjuntor dedicado à unidade de produção.

Só depois é que será possível manobrar em segurança entre o Q<sub>AC</sub> e o Q<sub>DC</sub>.

Sugere-se a execução de pelo menos uma manutenção preventiva anual para verificação do funcionamento do sistema.

## 5. Dados técnicos

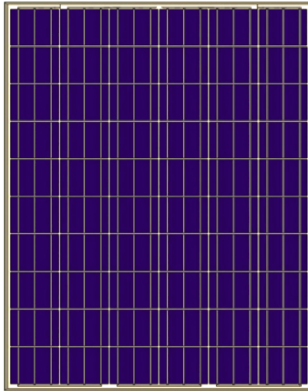
### 5.1. Módulos

Foram instalados 92 módulos **AMERISOLAR** modelo **AS-6P30-265W** com as seguintes características:



## AS-6P30

### POLYCRYSTALLINE MODULE



**Passionately  
committed to  
delivering innovative  
energy solution**

#### ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

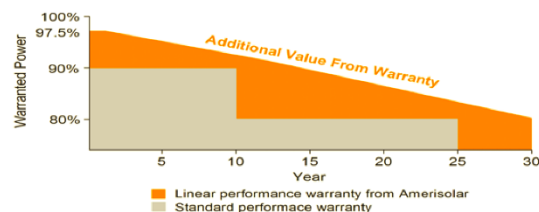
- High module conversion efficiency up to 16.90% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

#### CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA, Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

#### SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output 30 years 80.6% of the nominal power output.





ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power ( $P_{max}$ )	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.75	15.06	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power ( $P_{max}$ )	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

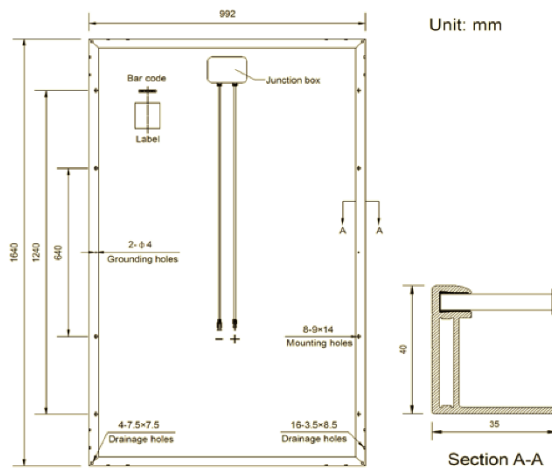
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.43%/°C
Temperature Coefficients of $V_{oc}$	-0.33%/°C
Temperature Coefficients of $I_{sc}$	0.056%/°C

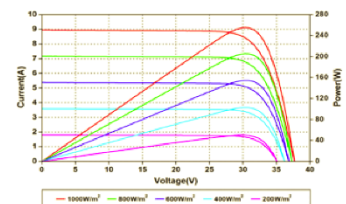
PACKAGING	
Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312 pcs
Module quantity per 40' container	728 pcs

## ENGINEERING DRAWINGS

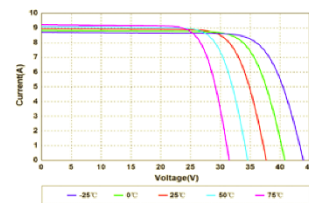


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

## IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



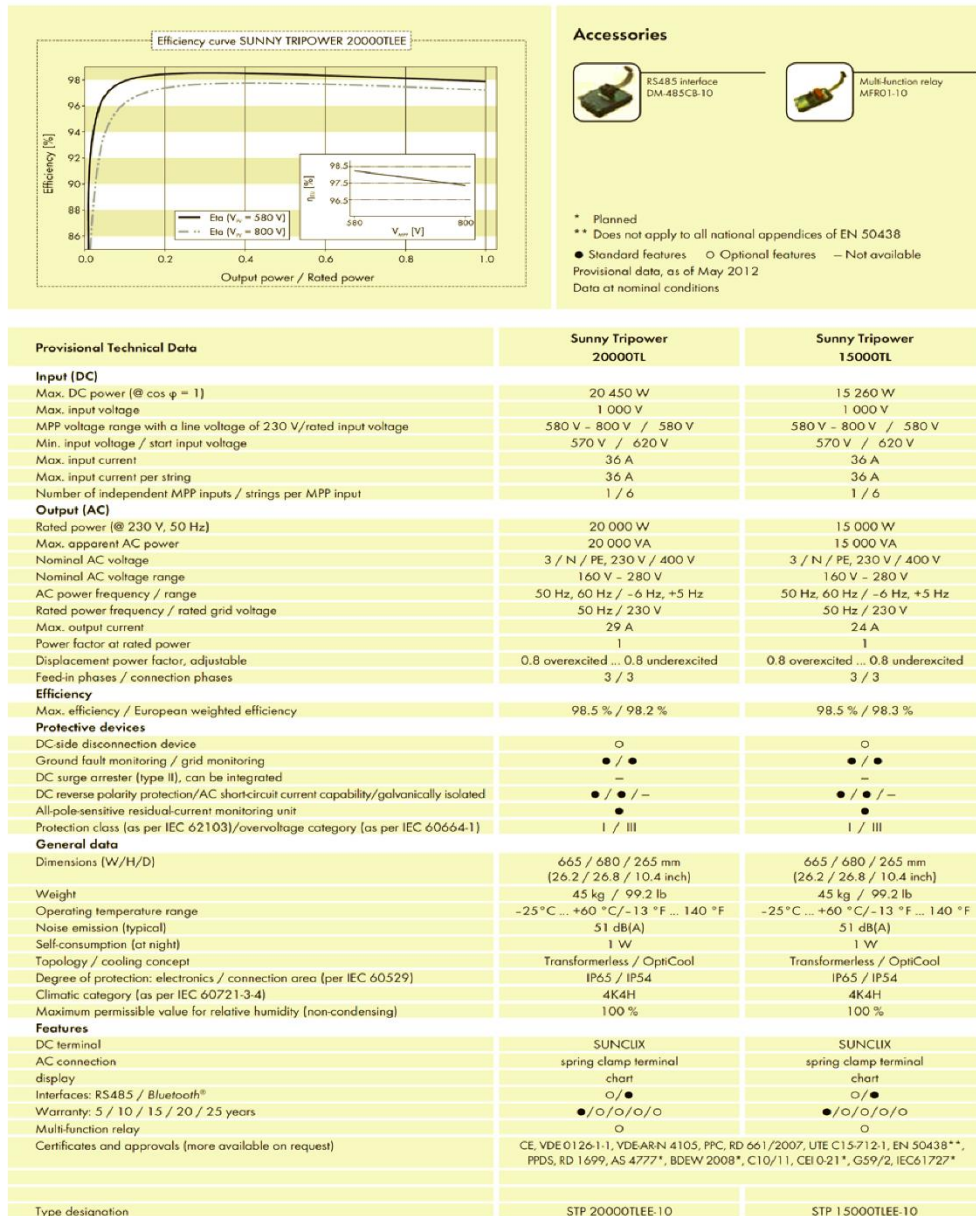
Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.



## 5.2. Inversor

Inversor SMA 20000 TLEE-10 com as seguintes características:



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology



### 5.3. CONTADOR ITRON SL 7000

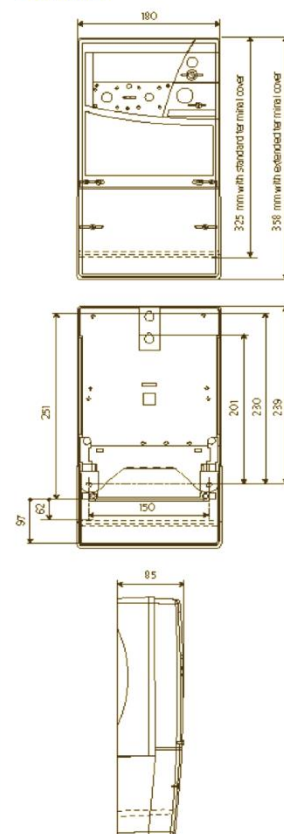
#### Dados Técnicos

Valores Nominais	Tensão:	3*57.7/100V até 3*277V/480V auto ajustável
	Corrente:	In 5A, Imáx 120A
	Ligação a TI:	Ib 1A, Imáx 10A
Tipos de Ligação	Ligação directa:	Contador de 4 fios, completamente operacional com Ligação de 3 fios neutro
	Ligação a TI e TT:	Ligações configuráveis a 3 e 4 fios
Precisão	Ligação directa:	Classe 1 (IEC 61036)
	Ligação Transf:	Classe 0.2 ate Classe 0.5s (IEC 60687)
	Energia reactiva:	Classe 0.5s (IEC 60687) & Classe 1 (IEC 61036)
		Classe 1 ou Classe 2 (IEC 1268)
Frequência	50 / 60 Hz	
Gama de Temperatura	-40°C a +70°C	
Normas	Plena conformidade com IEC 61036, IEC 60687 e normas da marca CE (mecânicas, climáticas, eléctricas, electromecânicas, metrologicas)	
Comunicações	Porta IR (IEC 61107), RS232C opcional e/ou RS485. DLMS-Cosem Protocolo (IEC 62056)	

#### Acessórios

Comunicações	Modem de telefone externo Cabos para dispositivos externos de comunicação Dispositivo de leitura IR para ligação a PC
Configuração/Calibração	Software do Cliente para monitorização de consumo e produção Software da Utility para configuração Software do Utility para calibração
Ferramentas de Instalação	Etiquetas de razão de transformação Conjunto de selagem
Documentação	Certificado de teste Guia do Utilizador Manual de Instalação

#### > Dimensões



#### About Itron Inc.

Itron Inc. is a leading technology provider to the global energy and water industries. Our company is the world's leading provider of metering, data collection and utility software solutions, with nearly 8,000 utilities worldwide relying on our technology to optimize the delivery and use of energy and water. Our products include electricity, gas and water meters, data collection and communication systems, including automated meter reading (AMR) and advanced metering infrastructure (AMI); meter data management and related software applications; as well as project management, installation, and consulting services. To know more, start here: [www.itron.com](http://www.itron.com)



Itron - Sistemas de Medição Lda  
Apartado 21, 4761-913  
V.N. Famalicão – Portugal



Source: *Author's calculations*

#### 5.4. FORMAS DE RESPONSAÇÃO SOCIAL

1993 - *Journal de l'Énergie*, Montréal, où on parle de flux d'énergie thermique, vol. 2, n° 4, 400-401 (1993), disponible en ligne sur <http://www2.energie.ca/02/04/0400.htm>. Il s'agit d'un article qui a trait de l'énergie thermique transportée et agitée par les océans à l'échelle des continents, de l'échelle de l'océan mondial. Les auteurs ont travaillé sur la production de chaleur de l'océan mondial, les flux de chaleur, etc.


1994 - *Journal de l'Énergie*, Montréal, où on parle de l'énergie thermique, vol. 2, n° 4, 400-401 (1994), disponible en ligne sur <http://www2.energie.ca/02/04/0400.htm>.

Questo è solo un estratto. Per leggere il progetto in versione integrale, visitate il sito [www.italiani.it](http://www.italiani.it)

1999

## 5. FICHA TÉCNICA

 <p><b>Directorio Geral da Energia e Geologia</b></p>	
<b>1. preencher pelo Instalador</b> endereço de instalação elétrica: _____	
<b>2. preencher pelo Promotor</b> <b>3. tipo de instalação (*)</b> UPE <input type="checkbox"/> UPAE <input type="checkbox"/> UPAE (Linha) <input checked="" type="checkbox"/>	
Nº de cadastro: _____	
<b>4. identificação da unidade de produção (*)</b> nome do produtor: _____ endereço: _____ código postal: _____ localidade: _____ distrito: _____ código postal: _____ descrição sumária: _____ telefone: _____ e-mail: _____	
<b>5. as coordenadas GPS (se aplicável):</b> X (m): _____ Y (m): _____ Z (m): _____	
<b>6. entidade instaladora (*)</b> nome: _____ código postal: _____ localidade: _____ distrito: _____ código postal: _____ telefone: _____ e-mail: _____	
<b>7. técnico responsável instalação (*)</b> nome: _____ código postal: _____ localidade: _____ distrito: _____ código postal: _____ telefone: _____ e-mail: _____	
<b>NOTA: PREENCHIMENTO OBRIGATORIO</b>	

 Direcção Geral de Energia e Geologia				
CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE DE PRODUÇÃO UPP/UPAC				
6. POTÊNCIA (*)				
PONTE 1	Solar	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	24,38	
		POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)	20	
PONTE 2		POTÊNCIA INSTALADA (kW)		
		POTÊNCIA LIGAÇÃO (kW)		
7. EQUIPAMENTOS INSTALADOS (*)				
EQUIPAMENTOS	MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	POT. NOMINAL (kW)
INVERSOR	SAMA	20000 TLE3	315021013	20
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
(Escolha)				
8. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (Caso aplicável)				
			N.º de painéis	92
MARCA	MODELO	POTÊNCIA (kWp)	TIPO DE CÉLULA	
Americula	AS-6P30	0,265	Policristalino	
9. CONTADOR DE PRODUÇÃO TOTAL (*)				
MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	OBS	
Iron	SL7000	3450962		
10. CONTADOR DE ENERGIA EXCEDENTE VENDIDA À RESP (Caso instalado)				
MARCA	MODELO	N.º DE SÉRIE	OBS	
OBS:				
NOTA: * PREENCHIMENTO OBRIGATÓRIO UPP - Unidade Pequena Produção, tabela 9				



## CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO



GOVERNO DA AZÓRIAS



Direção Regional  
de Energia e Geologia



Direção Regional  
de Construção

SECRETARIA DE ENERGIA

17/01/2020

Localização da Unidade de Produção para Autoconsumo com injeção de energia na RDP	
Data:	Assento 21 de abril, 2
Localidade:	Aguiar
Código Postal:	9750-100 Aguiar

Proprietário	
Nome:	Município de Aguiar
NIF/NIPC:	500000000

Entidade Instaladora/ Técnico Responsável pela Exploração	
Entidade Instaladora: N/A, Lda	
N.º Alvará: 71076	
Técnico Responsável pela Exploração: Paulo Gonçalves Oliveira	
N.º Alvará: 08 71076	

Características da Unidade de Produção/ Sistema de Energia			
Tensão (VAC): 24, 48	Tensão (VAC):	Tensão (VAC):	Tensão (VAC):
Energia (kWh):	Módulo (kW):		
Potência de ligação (kW): 10,00			
Inversor(es) e tipo: 10000/1000			
Controlador de produção e V. (VAC):		Controlador de tensão e V.:	
CPE consumo: 77000000000000000000		CPE produção:	
Outro: -			

Assinatura do Instalador

Assinatura do Proprietário

Assinatura do Técnico Responsável

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro

Assinatura do Arquiteto

Assinatura do Engenheiro





## 6. ESQUEMA UNIFILAR DA INSTALAÇÃO

